

CAPÍTULO IX

ANÁLISIS DE RIESGO PARA EL SECTOR HIDROCARBUROS PARA LA EXPLORACIÓN DEL ÁREA CONTRACTUAL 26

CAPÍTULO IX.....	1
IX.1 OBJETIVO.....	4
IX.2 ALCANCE.....	5
IX.3 DEFINICIONES.....	6
IX.4 CONTENIDO DEL ANÁLISIS DE RIESGO PARA EL SECTOR HIDROCARBUROS.....	10
IX.4.1 Descripción del Proyecto y/o Instalación.....	10
IX.4.1.1 Proyecto y/o instalación.....	10
IX.4.1.1.1 Pozos.....	14
IX.4.1.1.2 Equipo de Proyecto Principal y Auxiliar.....	30
IX.4.1.1.3 Almacenamiento.....	31
IX.4.2 Descripción detallada del Proceso.....	33
IX.4.2.1 Análisis de Actividades de Alto Riesgo.....	33
IX.4.2.1.1 Descripción del equipo de proceso principal y auxiliar.....	34
IX.4.3 Descripción del entorno.....	46
IX.4.3.1 Ubicación de la instalación.....	46
IX.4.3.2 Limitaciones de la instalación.....	48
IX.4.3.3 Clima.....	50
IX.4.3.3.1 Clima y fenómenos meteorológicos.....	50
IX.4.3.3.2 Temperatura media.....	53
IX.4.3.3.3 Temperatura mínima.....	54
IX.4.3.3.4 Temperatura máxima.....	55
IX.4.3.3.5 Precipitación.....	56
IX.4.3.3.6 Evaporación.....	58
IX.4.3.4 Viento.....	59
IX.4.3.4.1 Aire.....	59
IX.4.3.4.2 Tormentas.....	62
IX.4.3.5 Datos Topográficos y Sísmicos.....	66
IX.4.3.5.1 Fisiografía.....	66
IX.4.3.5.2 Edafología.....	69
IX.4.3.5.3 Geología.....	71

IX.4.3.5.4	Provincias geológicas	74
IX.4.3.5.5	Provincia petrolera.....	76
IX.4.3.5.6	Geología Marina.....	80
IX.4.3.5.7	Sismicidad.....	83
IX.4.3.5.8	Deslizamientos	88
IX.4.3.5.9	Hundimientos.....	89
IX.4.3.5.10	Inundaciones	90
IX.4.3.5.11	Actividad Volcánica	91
IX.4.3.6	Socioeconómico.....	92
IX.4.3.6.1	Descripción general municipal	93
IX.4.4	<i>Análisis Preliminar de Riesgo.</i>	118
IX.4.4.1	Análisis de Identificación de Peligros Hazld.	118
IX.4.4.2	Antecedentes de Incidentes y Accidentes de Proyectos y/o Instalaciones Similares.	124
IX.4.4.3	Derrames importantes en aguas de los Estados Unidos.....	130
IX.4.4.4	Derrames de hidrocarburos de PEMEX	132
IX.4.4.5	Incidentes reportados por PCCMO.	135
IX.4.5	<i>Identificación de Peligros, Evaluación y Análisis de Riesgos.</i>	135
IX.4.5.1	Análisis Cualitativo de Riesgo.....	135
IX.4.5.1.1	Identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos.....	136
IX.4.5.1.2	Jerarquización de Escenarios de Riesgos.	156
IX.4.5.2	Análisis Cuantitativo de Riesgos.....	164
IX.4.5.2.1	Análisis Detallado de Frecuencias.	165
IX.4.5.2.2	Análisis Detallado de Consecuencias.	168
IX.4.5.2.3	Representación en Planos de los Resultados la Simulación de Consecuencia (Radios Potenciales de Afectación).....	208
IX.4.5.3	Análisis de Riesgo.	208
IX.4.5.3.1	Reposicionamiento de Escenarios de Riesgo.	208
IX.4.5.3.2	Análisis de Vulnerabilidad.....	210
IX.4.5.4	Determinación de Medidas de Reducción de Riesgo Adicionales para Escenarios de Riesgo No Tolerables y/o ALARP (As Low As Reasonably Practicable, Tan Bajo como Sea Razonablemente Factible).	231
IX.4.5.4.1	Nivel integral de Seguridad (SIL, por sus Siglas en inglés) del Proyecto y/o Instalación.....	231
IX.4.6	<i>Sistemas de Seguridad y Medidas para Administrar los Escenarios de Riesgo.</i>	231
IX.4.6.1	Sistema de extinción de incendios del proyecto	231
IX.4.6.2	Plan de respuesta a emergencias	237
IX.4.6.3	Sistemas de seguridad.....	248
IX.4.7	<i>Conclusiones y Recomendaciones.</i>	257
IX.4.7.1	Listado de Recomendaciones (Medidas de Control) Emitidas en esta Etapa.	259

IX.5	REFERENCIAS.....	265
IX.6	PERSONAL QUE PARTICIPO EN LA ELABORACIÓN DEL ANÁLISIS DE RIESGO DE PROCESO.	266
IX.7	ANEXOS.	267



IX.1 OBJETIVO.

El principal objetivo es llevar a cabo un estudio de Análisis de Riesgo Sector Hidrocarburos del proyecto denominado: **"Exploración del Área Contractual 26"**, en su etapa de Perforación, para lo cual se tiene contemplado llevar a cabo la aplicación de los siguientes objetivos:

- Identificar los riesgos de proceso, referente a la operación del proyecto denominado: **"Exploración del Área Contractual 26"**, en su etapa de Perforación, mediante el uso de la metodología de identificación de peligros como es el HazOp.
- Jerarquizar los riesgos identificados mediante el uso de una matriz de riesgos, clasificando los riesgos como Riesgo Tolerable, Riesgo Aceptable, pero con controles adicionales (ALARP) o Riesgo No tolerable.
- Plantear escenarios de riesgo o postulados de las desviaciones clasificadas como Riesgos No Aceptable y No tolerables que involucren pérdida de contención de Crudo Ligero.
- Evaluar cuantitativamente las frecuencias de ocurrencia de los escenarios de riesgo planteados.
- Evaluar cuantitativamente los efectos físicos (consecuencias) asociados a los postulados de los accidentes identificados, mediante el software Phast® (Process Hazard Analysis Software Tool) versión 8.4.
- Elaborar una lista de recomendaciones encaminadas a disminuir el nivel de riesgo del proyecto denominado: **"Exploración del Área Contractual 26"**, en su etapa de Perforación.

IX.2 ALCANCE.

- El presente estudio de Análisis de Riesgo de Proceso tomará como referencia para su desarrollo la Guía para Elaboración de Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos, el Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente (SASISOPA), la normatividad mexicana aplicable y en estándares internacionales.
- La identificación de riesgos del presente estudio de Análisis de Riesgo de Proceso tomó como referencia lo establecido en la Norma IEC-61882 "Guía de Aplicación para Estudios de Peligro y Operabilidad".
- La Evaluación de Consecuencias de los eventos de mayor riesgo, será por medio del software Phast® (Process Hazard Analysis Software Tool) en su versión 8.4.

IX.3 DEFINICIONES.

Los términos más usados en este estudio se definen a continuación:

Accidente:

Evento o combinación de eventos no deseados e inesperados que tienen consecuencias tales como lesiones al personal, daños a terceros en sus bienes o en sus personas, daños al medio ambiente, daños a instalaciones o alteración a la actividad normal del proceso.

Ambiente:

Conjunto de elementos naturales o inducidos por el hombre, que hacen posible la existencia y el desarrollo de la vida, en un espacio y tiempo determinados.

Amenaza:

Es el acto que por sí mismo o encadenado a otros, puede generar un daño o afectación al bienestar o salvaguarda al personal, población, medio ambiente, Instalación, producción, otro.

Análisis de Riesgos:

Conjunto de técnicas que consisten en la identificación, análisis y evaluación sistemática de la probabilidad de la ocurrencia de daños asociados a los factores externos (fenómenos naturales, sociales), fallas en los sistemas de control, los sistemas mecánicos, factores humanos y fallas en los sistemas de administración; con la finalidad de controlar y/o minimizar las consecuencias a los empleados, a la población, al ambiente, a la producción y/o a las instalaciones.

BLEVE:

("Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion" por sus siglas en inglés). Explosión de vapores en expansión de líquido en ebullición.

Capa de Protección:

Cualquier Mecanismo independiente que reduzca el Riesgo mediante el control, la prevención o la mitigación.

Consecuencia:

Resultado real o potencial de un evento no deseado, medido por sus efectos en las personas, en el ambiente, en la producción y/o instalaciones, así como la reputación e imagen.

Escenario de riesgo:

Determinación de un evento hipotético, en el cual se considera la ocurrencia de un accidente bajo condiciones específicas, definiendo mediante la aplicación de modelos matemáticos y criterios acordes a las características de los procesos y/o materiales, las zonas potencialmente afectables.

Evento:

Suceso relacionado a las acciones del ser humano, al desempeño del equipo o con sucesos externos al sistema que pueden causar interrupciones y/o problemas en el sistema. El evento es causa o contribuyente de un incidente o accidente o, es también una respuesta a la ocurrencia de un evento iniciador.

Exposición.

Contacto de las personas, población o elementos que constituyen el medio ambiente con Sustancias Peligrosas o contaminantes químicos, biológicos o físicos o la posibilidad de una situación Peligrosa derivado de la materialización de un Escenario de Riesgo.

Frecuencia:

Número de ocasiones en que puede ocurrir o se estima que ocurra un evento en un lapso de tiempo.

Función Instrumentada de Seguridad:

Una combinación de sensores, controlador lógico y elemento final de control con un determinado Nivel de Integridad de Seguridad (SIL) que detecta una condición fuera de límite (anormal) y lleva al proceso a un estado seguro funcionalmente sin intervención humana, o iniciado por un operador entrenado en respuesta a una alarma.

Identificación de riesgos:

Determinación de las características de los materiales y sustancias y las condiciones peligrosas de los procesos e instalaciones, que pueden provocar daños en caso de presentarse una falla o accidente.

IDLH:

("Immediately Dangerous to Life or Health", por sus siglas en inglés). Inmediatamente Peligroso para la vida o la salud: Concentración máxima de una Sustancia Peligrosa, expresada en partes por millón (ppm) o en miligramos sobre metro cúbico (mg/m³), que se podría liberar al ambiente en un plazo de treinta minutos sin experimentar síntomas graves ni efectos irreversibles para la salud

Impacto:

Efecto probable o cierto, positivo o negativo, directo o indirecto, reversible o irreversible, de naturaleza social, económica y/o ambiental que se deriva de una o varias acciones con origen en las actividades industriales.

Incidente:

Evento no deseado, inesperado e instantáneo, que puede o no traer consecuencias al personal y a terceros, ya sea en sus bienes o en sus personas, al medio ambiente, a las instalaciones o alteración a la actividad normal de proceso.

Instalación:

Conjunto de estructuras, equipos de proceso y servicios auxiliares, entre otros, dispuestos para un proceso productivo específico. Jerarquización. Ordenamiento realizado con base en criterios de prioridad, valor, riesgo y relevancia el cual se realiza con el propósito de identificar aquellas actividades de mayor importancia que pueden afectar la operación de la instalación.

Mitigación:

Conjunto de actividades destinadas para disminuir las consecuencias ocasionadas por la ocurrencia de un accidente.

Nodo:

Secciones con fronteras bien definidas en las que es dividido el proceso para analizar las variables del mismo de manera individual.

Peligro:

Es toda condición física o química que tiene el potencial de causar daño al personal, a las instalaciones o al ambiente.

Pérdida de contención:

Fuga o salida no controlada de material peligroso, provocada por una falla en alguna parte o componente de las instalaciones (recipientes, tuberías, equipos u otros).

Prevención:

Conjunto de medidas tomadas para evitar un peligro o reducir un riesgo.

Proceso:

Conjunto secuencial interrelacionado de actividades y recursos que trasforman insumos en productos, agregándoles valor.

Riesgo:

Peligros a los que se expone el personal. Combinación de la probabilidad de que ocurra un accidente y sus consecuencias.

Sistemas de seguridad (para protección de equipos y/o instalaciones):

Conjunto de equipos y componentes que se interrelacionan y responden a las alteraciones del desarrollo normal de los procesos o actividades en la instalación o centro de trabajo y previenen situaciones que normalmente dan origen a accidentes o emergencias.

TLV (15 min, STEL):

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

TLV (8 h, TWA):

("Threshold Limit Value-Time Weighted Average", por sus siglas en inglés). Valor umbral límite-Promedio ponderada en el tiempo. Concentración ponderada para una jornada normal de trabajo de ocho horas y una semana laboral de cuarenta horas, a la que pueden estar expuestos casi todos los trabajadores repetidamente día tras día, sin que se evidencien efectos adversos.

Vulnerabilidad:

Es la mayor o menor facilidad de la ocurrencia de una Amenaza en virtud de las condiciones que imperan; puede decirse que son los puntos o momentos de debilidad que se tienen y pueden favorecer la ocurrencia de un acto negativo o el aumento de las consecuencias de este.

Zona de Amortiguamiento para el Análisis de Riesgo:

Área donde pueden permitirse determinadas actividades productivas que sean compatibles, con la finalidad de salvaguardar a la población y al ambiente.

Zona de Alto Riesgo para el Análisis de Riesgo:

Área de restricción total en la que no se deben permitir actividades distintas a las del Sector Hidrocarburos e industriales.

IX.4 CONTENIDO DEL ANÁLISIS DE RIESGO PARA EL SECTOR HIDROCARBUROS.

IX.4.1 Descripción del Proyecto y/o Instalación.

IX.4.1.1 Proyecto y/o instalación.

El Proyecto define las actividades de exploración de hidrocarburos que se llevarán a cabo en el área de interés, Área Contractual 26 (AC26), El Área 26 del Contrato de Aguas Profundas de la Cuenca Salina ("Área Contractual") está ubicada en el Golfo de México, a 200 km aproximadamente del Puerto de Coatzacoalcos. Tiene una superficie de 2,030.405 km².

El proyecto consiste en perforar un pozo exploratorio llamado Tlaltenango-1EXP, en caso de éxito en la exploración, el estimado tentativo es de 8-12 pozos productores de petróleo, de 4-7 pozos inyectoros de agua y de 1 pozo inyector de gas.

El Proyecto contempla el desempeño de las siguientes operaciones:

- Preparación y movilización de perforación en el área contractual.
- Perforación exploratoria, que incluye:
 - Actividades operativas de rutina (operaciones generales de perforación, rotación de la tripulación, transporte de personal hacia / desde la unidad de perforación, etc.);
 - Actividades operativas no rutinarias (como emergencias, trabajos de mantenimiento importantes, suspensión temporal de actividades, etc.); y

Se utilizará el buque de perforación "PACIFIC KHAMSI", el cual es una nave de perforación mejorada de doble trayectoria de carga Samsung 12, 000 de diseño dinámico y con capacidad de doble gradiente. Los fundamentos del diseño del barco son los estándares internacionales especificados por la administración del puerto con respecto a los sistemas de control de clase, estado de bandera. A continuación, se registran las siguientes características y datos de construcción:

- Nombre: Pacific Khamsi
- Tipo: Samsung 12K
- Construido por: Samsung Heavy Industries
- Año de construcción: 2013
- Profundidad del agua: 12,000 pies.
- Profundidad de perforación: 40,000 pies.

- POB máximo: 230
- POB típico (modo de perforación). 140

Parámetros principales:

- Longitud: 228 m
- Ancho: 42 m
- Profundidad del casco a los lados: 12 m
- Bandera del Estado: Liberia
- Clase: A1, Drillship, AMS, ACCU, DPS-3, EFP-AM

El proyecto comprende las actividades de exploración de hidrocarburos que se llevarán a cabo en Área Contractual 26. El objetivo principal del Proyecto es evaluar la existencia de depósitos de petróleo en formaciones clásticas de Oligoceno y rocas carbonatadas del Cretácico y Jurásico en el pozo Tlaltenango-1EXP (pozo principal), en caso de no resultar productor se tiene el pozo prospecto llamado Fortuna en el Área Contractual 26.

El proyecto comprenderá las siguientes etapas o actividades:

Preparación y movilización.

Las actividades de preparación se llevarán a cabo antes de la etapa de perforación. Estos consistirán principalmente en procedimientos portuarios, así como en la movilización y adaptación de los buques que se utilizarán.

Con base en la información obtenida en la evaluación de riesgos poco profundos, se determinó que el área estudiada dentro de AC26 es favorable a la presencia de hidratos en el fondo marino y en el subsuelo poco profundo. El equipo específico y los requisitos para la perforación exploratoria se determinaron con base en esta evaluación, que forma parte de la primera etapa del Proyecto. Coatzacoalcos, Veracruz, será el puerto utilizado como base para proporcionar material, equipo y suministros.

Los tiempos programados pueden variar de acuerdo con el comportamiento del depósito, los resultados de la perforación exploratoria, las condiciones generales del sitio del Proyecto y el clima.

Perforación Exploratoria.

PCCMO obtuvo información de varios estudios sismológicos y geológicos como parte del proceso de selección de pozos. Estos se realizaron anteriormente y no forman parte del alcance de este proyecto.

El plan de perforación considera dos escenarios posibles en términos de resultados de perforación:

- En caso de que el pozo se considere seco después de que se haya realizado la perforación, se abandonará permanentemente.
- Si se considera que el pozo tiene éxito y se descubren hidrocarburos, continuarán las actividades exploratorias, como tomar lecturas especiales y tomar muestras de fluidos. A partir de entonces, comenzará la etapa de abandono temporal.

Para minimizar el impacto ambiental, se utilizará la mejor tecnología disponible para las actividades de perforación. Se utilizarán equipos y suministros de última generación, sugeridos para adaptarse a las características del pozo Tlaltenango-1EXP (pozo principal), en caso de no resultar productor se tiene el pozo prospecto llamado Fortuna.

La perforación exploratoria se realizará utilizando una unidad móvil perforación llamada "PACIFIC KHAM SIN", el cual es una nave de perforación mejorada de doble trayectoria de carga Samsung 12, 000 de diseño dinámico y con capacidad de doble gradiente. El principal puerto de operaciones será Coatzacoalcos, Veracruz.

Todas las actividades realizadas por PCCMO se ejecutarán de acuerdo con las mejores prácticas disponibles para la industria del petróleo y el gas, así como de conformidad con el compromiso ambiental, social y contractual de PCCMO con México.

Desmovilización y Abandono Permanente.

La etapa de desmovilización y abandono consiste en retirar el equipo en alta mar, así como el abandono del pozo. En el último caso, se están considerando dos opciones diferentes. El elegido dependerá de las estipulaciones técnico-económicas y de la disponibilidad de equipos y materiales en el momento en que tenga lugar el abandono.

La primera opción de abandono se basa en los estándares aplicables de la Oficina de Seguridad y Control Ambiental (BSEE) para el Golfo de México, y la segunda se basa en los estándares noruegos de Norsok.

El PACIFIC KHAM SIN ha sido construido con los siguientes estándares nacionales e internacionales:

- American Bureau of Shipping: Reglas para construir y clasificar unidades móviles de perforación en alta mar
- Reglamento Marítimo de Singapur (MPA)
- OMI: Código para la construcción y equipamiento de unidades móviles de perforación en alta mar (Código MODU) 2009
- Convenio internacional para la seguridad de la vida humana en el mar (SOLAS), 1974 con el Protocolo de 1978, y las enmiendas
- Convención internacional sobre líneas de carga, 1966 con el Protocolo de 1988
- Convenio internacional para prevenir la contaminación por los buques (MARPOL), 1973 (anexos I, IV, V y VI) con el Protocolo de 1978 y las enmiendas. (Excepto los requisitos de daño por rastreado y daño lateral e inferior en la Regulación 28)
- Convención internacional para prevenir colisiones en el mar, 1972, incluidas las enmiendas de 1981, 1987, 1989 y 1993
- Reglamento de Radiocomunicaciones de la Unión Internacional de Telecomunicaciones (ITU), 1982
- Convención internacional sobre medición del tonelaje de buques, 1969
- Conferencia Internacional del Trabajo sobre alojamiento de la tripulación a bordo del buque, Convenios núm. 92 y 133 (excepto piscina)
- Resolución de la OMI A.468 (XII), "Código de niveles de ruido a bordo de los buques", 1981
- Directrices IMO MSC / Circ.645 para embarcaciones con sistema de posicionamiento dinámico, consecuencia clase 3
- Material metálico resistente al agrietamiento por tensión de sulfuro para equipos de campos petroleros para instalaciones de Toppide (Norma Nace MR-01-75)
- ISO 6954-2000 (E) "Guía para la evaluación general de la vibración en los buques mercantes"
- Reino Unido, Publicación de la Autoridad de Aviación Civil CAP437 Área de aterrizaje de helicópteros en alta mar: una guía de criterios, norma mínima recomendada y mejores prácticas, 2012, con la excepción de luz de bajo perfil en "H" y círculo.

- Requisitos de HSE del Reino Unido en asociación con las "Regulaciones de Instalaciones Offshore (Caso de Seguridad) del Reino Unido de 1992" - SI No.2885

IX.4.1.1.1 Pozos.

Como se mencionó anteriormente, el objetivo principal del Proyecto es evaluar la presencia de hidrocarburos en depósitos de formaciones clásticas del período Oligoceno y rocas carbonatadas del Cretácico y Jurásico en el pozo Tlaltenango-1EXP en el Área Contractual 26. Las actividades realizadas en AC26 para este proyecto se llevarán a cabo de acuerdo con las mejores prácticas de la industria y de conformidad con los términos y condiciones del contrato antes mencionado con el fin de maximizar la extracción de hidrocarburos, garantizando así beneficios económicos para México.

El pozo exploratorio se perforará utilizando el buque de perforación de aguas ultra profundas Samsung 12K llamado "PACIFIC KHAMSI" de acuerdo con el esquema de pozo presentado en la siguiente figura, que muestra las profundidades, las dimensiones, los diámetros de las perforaciones y los revestimientos, los gradientes de fractura esperados, los fluidos de perforación que se utilizarán y otras características del pozo.

Tabla IX-1. Resumen de características del pozo.

Pozo	Coordenadas		Profundidad (m)	Tipo	Año de perforación	Estado operativo
	X	Y				
Tlaltenango-EXP	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP		5,453	Exploratorio	2021	Próximo a perforar



ESTUDIO		
"MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL MODALIDAD REGIONAL EXPLORACIÓN DEL ÁREA CONTRACTUAL 26"		DOCUMENTO No.: TEM-MA-ME-B26
PREPARADO: TEMA	FECHA: JUN/21	REV. No. : 0

Seismic	Age	Depth (mTVDss)	Lithology Column	Casing Design	Wireline	PPFG
---------	-----	-------------------	---------------------	---------------	----------	------

Resultado de análisis de campo (secreto industrial) Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP.

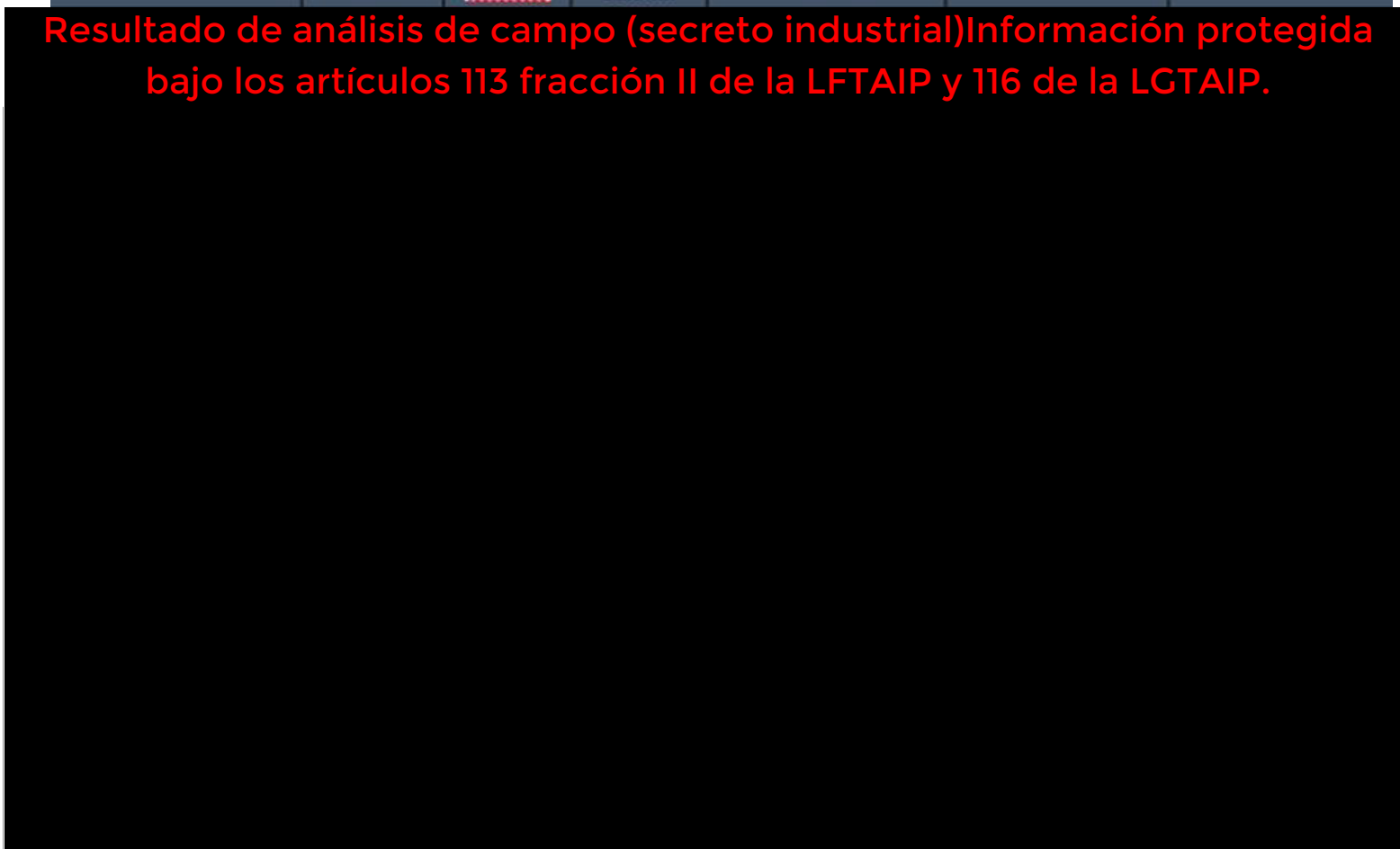


Figura IX-1. Esquema del Pozo Tlaltenango-1EXP (principal)

Tabla IX-2.Características del Pozo Tlaltenango-1EXP (principal)

Formación	Profundidad (mTVDss)	Espesor (m)	Y coordenadas	X coordenadas
Lecho marino	1,887	0	380117	2213790
Medio Mioceno	2,370	1010	380117	2213790
Cima de la sal	2,897	353	380117	2213790
Base de la sal	3,250	1035	380093	2214488/2213827.96
Mioceno inferior	3,251	315	380015	2213948
Mioceno Intra inferior 0	4,285	260	379935	2214072
Mioceno intra inferior 1	4,600	330	379834	2214228
Oligoceno 1	4,860	263	379754	2214354
Oligoceno 2	5,190	1010	380117	2213790
Profundidad Total	5,453	353	380117	2213790

Descripción de las secciones de perforación

Conductor de 36".

La profundidad del agua en el sitio es de 1.912 m, desde esa profundidad y hasta 2.002 m de profundidad vertical la tubería de revestimiento (CT) que se utilizará será de 36". Los objetivos de la tubería de revestimiento en esta etapa son proporcionar suficiente capacidad de sujeción axial para Apoye la superficie TR de 22" durante e inmediatamente después del trabajo de cementación de esta TR. Proporcionar una estructura de soporte de boca de pozo para minimizar el riesgo de formación de hidrato de gas libre en los conectores de boca de pozo. Finalmente, para proporcionar la resistencia adecuada en la zapata para permitir la perforación sin contrahuella a 1.100 m BFM (metros por debajo del lecho marino) sin la necesidad de utilizar lodo de perforación.

El agua de mar y los baches viscosos se utilizarán como fluido de perforación en esta etapa. No se requerirá cemento y no habrá gestión de presión durante la perforación (MDP).

Tubería de revestimiento de superficie de 22"

El TR de 22" se utilizará a una profundidad máxima de 3,012 m y tendrá las siguientes funciones principales:

- A. Coloque la base de 22 "en la parte superior de la capa de sal.
- B. Aislar cualquier peligro de superficie en formaciones poco profundas.
- C. Aislar cualquier zona de deslizamiento de tierra o pérdida de circulación antes de introducir fluidos de perforación sintéticos.
- D. Proporcionar la resistencia adecuada en la zapata para perforar completamente a través del intervalo Intra Mioceno Inferior (posibles estratos que contienen hidrocarburos).
- E. Proporcione suficiente capacidad de sujeción axial para soportar el revestimiento de perforación de 18 "y 14" antes, durante e inmediatamente después de la cementación de estos.

El fluido de perforación que se utilizará será agua de mar y bombeo y vertido (P&D).

La cementación será del tipo de lechada de relleno y amarre sin control de presión.

- Coloque el zapato de 22" encima de la capa de sal.
- Aísle cualquier peligro de la superficie en formaciones poco profundas

Descripción de las secciones de perforación (Bloque 26)

- Aísle cualquier zona de derrumbes o pérdida de circulación antes de introducir fluidos de perforación sintéticos.

- Proporcione la resistencia adecuada en la zapata para perforar completamente a través del intervalo 0 del mioceno inferior (estratos que posiblemente contengan hidrocarburos).
- Proporcione suficiente capacidad de sujeción axial para soportar revestimientos de perforación de 18" y 14" antes, durante e inmediatamente después de la cementación.

Tubo de revestimiento intermedio (revestimiento de 18 ")

Alcanzando una profundidad máxima de 3300 m, el revestimiento de 18 "tiene los siguientes objetivos principales dentro del pozo: Colocar un revestimiento de 18" para aislar la capa de sal expuesta perforada y lograr una buena integridad en la zapata de 18 "suficiente para permitir la perforación de la siguiente etapa. El fluido de perforación a utilizar será sintético ya partir de esta etapa se realizará el manejo de la presión de perforación.

- Utilice una funda de 18" para poner la capa de sal.
- Logre una buena integridad en la zapata de 18" suficiente para permitir la perforación de la siguiente etapa.

Tubo de revestimiento de producción (revestimiento de 14")

Este TR de producción tiene como objetivo asentarse a 4.500m para resistir el reservorio potencial de los objetivos del Intra Mioceno Inferior 1 y Oligoceno 1. Proporcionar un pozo estable para realizar los registros de cableado de la evaluación del entrenamiento en los intervalos del Intra Mioceno Inferior y del Oligoceno 1. El fluido de perforación a utilizar será sintético, cementado y se manejará la presión de perforación.

Tubo de revestimiento de producción (revestimiento de 9-5 / 8")

El revestimiento TR es la tubería final instalada en el pozo antes de la perforación hasta la profundidad final del pozo a 5.478m. El TR se establecerá en 5.100 my se instalará para tener una buena integridad de la zapata antes de ingresar a la rampa de presión prevista antes del depósito Oligoceno 2. El revestimiento TR también aislará el pozo para mantener su estabilidad antes de la evaluación de la formación en el yacimiento Oligoceno 2.

El fluido de perforación a utilizar será sintético, cementado y se manejará la presión de perforación.

Durante la perforación del Pozo pueden ocurrir diversos escenarios o contratiempos que comprometan el pozo. De acuerdo con el PC anterior, Carigali mitigará tales situaciones en cada etapa como se presenta a continuación. Es importante considerar que estas acciones de

mitigación están enfocadas a las actividades de perforación, por lo que no se incluyen en este apartado las medidas de mitigación de posibles impactos ambientales.

Perforación y Control de Pozos.

Tubulares de columna de perforación

1. Se mantendrá un inventario completo de todos los tubulares en el buque de perforación en la caseta de perforación y en la oficina del Toolpusher.
2. Los tubulares deben usarse dentro de sus límites de diseño.
3. El estándar de Pacific Drilling es ordenar una nueva tubería de perforación rota (hacer y romper).
4. Se mantendrá en la plataforma en todo momento una lista de referencias cruzadas de tubulares y herramientas de perforación completa con herramientas de pesca compatibles.
5. La tubería de perforación de Pacific Drilling no debe ser sometida a compresión intencional en ningún momento.
6. Está prohibido operar cerca de velocidades de rotación críticas, como lo indican las vibraciones de la cuerda.
7. Durante los viajes de rutina fuera del pozo, las conexiones de ruptura se cambiarán con respecto al viaje anterior.
8. Todos los CD y las herramientas de perforación que se ejecutan en la sarta de perforación y / o debajo del RT deben identificarse y registrarse individualmente en el libro BHA y DP de acuerdo con los OD, ID, longitudes, tamaño del cuello de pesca, conexiones de la junta de herramientas, posición en el taladro cadena, número de serie, etc.
 - Un miembro de la cuadrilla de Pacific Drilling deberá verificar todas las dimensiones proporcionadas por terceros.
 - El registro se mostrará cerca de las sillas Cyberbase del perforador.
 - Se resaltará el diámetro exterior máximo que puede introducirse en el pozo.
 - El Perforador debe confirmar que todos los ID y OD son adecuados para los próximos planes de pozo.
9. En la tubería de perforación se deben realizar verificaciones al azar de las mediciones de DI, DE y cuello de pez. Las longitudes deben comprobarse en cada junta individual.

10. La profundidad de perforación debe verificarse llevando a cabo una medición de cinta de la sarta de perforación antes de registrar y / o ejecutar y cementar cada sarta de revestimiento sucesiva.

11. La profundidad de aterrizaje de los soportes colgantes de la carcasa, los soportes colgantes de la tubería, los bujes de desgaste, las herramientas de prueba de BOP, etc., debe verificarse con el cable de referencia de acero unido al anillo de carga de la junta telescópica.

- En áreas donde la diferencia típica entre marea baja y marea alta excede el metro, entonces también se debe registrar la altura de la marea en el momento de la medición.

12. Es importante saber dónde están las juntas de herramientas antes de cerrar los arietes. El procedimiento de espaciar es el siguiente:

- Activar compensación (CMC o malacate según embarcación).
- Registre el peso de la cuerda.
- Cierre el anillo superior y registre el recuento de galones y la presión de funcionamiento.
- Reduzca la presión de cierre en el anillo superior a +/- 600-800psi.
- Lentamente levante hasta que se observe una sobrecarga definida.
- Sostenga el peso y marque la tubería en el rotativo como referencia y confirme contra el recuento de la tubería.
- Suelte la sobrecarga.
- Abra el anillo superior y ajuste el regulador a 1500 psi.

13. HWDP se puede ejecutar en compresión cuando se perforan orificios desviados o en orificios verticales de diámetro pequeño.

14. Las conexiones de CC, HWDP y DP deben realizarse y desconectarse en el equipo después de cualquier reparación de conexión.

15. El DC y HWDP de Pacific Drilling no estarán sujetos a desgaste anormal.

- El uso y desgaste anormales estarán sujetos a reembolso por parte del operador.

16. Todas las conexiones DP / BHA deben realizarse según los requisitos de torque API antes de bajar por debajo del rotativo.

17. Los tubulares de Pacific Drilling no deben estar sujetos a un ambiente corrosivo anormal.

18. Las tablas de datos de tuberías de perforación y las curvas de rendimiento torsional de Pacific Drilling, como se presentan en el Suplemento de información tubular detallada, se utilizarán en todo momento durante las operaciones de perforación y tubería atascada / pesca.

19. La sarta de perforación no debe ser forzada hacia arriba (saliendo) o hacia abajo (entrando) a través de un lugar estrecho, o puente en los viajes, antes de discutirlo con Toolpusher y / o el representante del Operador.

20. Deben usarse protectores de roscas en todos los tubulares, cuando no se utilicen en el piso de perforación.

21. Los tubos deben protegerse contra la corrosión durante el almacenamiento a largo plazo con un revestimiento interno y externo.

22. La recogida o el tendido de tubulares con un cabrestante solo se completará si:

- La tapa de elevación está encadenada o enganchada mediante un gancho de enganche positivo, mediante un eslabón giratorio, al revestimiento de elevación
- Se utilizan elevadores de articulación única
- Se utiliza una solución de ingeniería

23. El orificio del mouse provisto en el lado de estribor del RT solo se instala para facilitar el desmontaje de un soporte desde debajo del top-drive.

24. Los singles rotos deben eliminarse de la madriguera de inmediato.

25. No se permite soldar con flejes en los tubos, subwoofers o herramientas de perforación de Pacific Drilling.

26. Una deriva con un diámetro exterior apropiado para adaptarse al diámetro interior de la junta que se va a ejecutar se debe pasar a través de cada tubular que se recoja. Se debe conocer en todo momento la ubicación de las galerías para evitar perderlas en la sarta de perforación.

27. No se permiten movimientos entre campos, o movimientos de campo de más de 500 pies, con tubos de perforación (DP, BHA, etc.), debajo de la quilla del barco.

28. El equipo que está asegurado a la tubería de perforación que se correrá en el pozo debe tener una evaluación de riesgos en su lugar antes de utilizar el equipo.

29. No deben colocarse protectores, centralizadores, estabilizadores o equipos similares de tubería de perforación no giratorios a lo largo del BOP mientras se perfora hacia adelante para evitar interferencias con los elementos de sellado del BOP. Pasar por la base de la pirámide es

aceptable siempre que la evaluación de riesgos haya considerado los problemas potenciales (no transitables, consideraciones de cierre, etc.)

Cadena de aterrizaje

1. Las cuerdas de aterrizaje de Pacific Drilling no se utilizarán para ninguna operación de perforación.
2. Las cuerdas de aterrizaje se utilizan hasta el 90% de la capacidad de tracción. No se utilizan para rotar.

Herramientas de pesca

1. Asegúrese de que las herramientas de pesca estén a bordo, o fácilmente disponibles en la costa, para cualquier herramienta, tubular, etc. que no sea propiedad de Pacific Drilling.
2. Las herramientas de pesca de Pacific Drilling estarán a bordo, no se ejecutará nada en el pozo a menos que la herramienta de pesca adecuada esté disponible a bordo.

Cruces

1. Es obligatorio asegurarse de que los subwoofers ahorradores de transmisión superior y cualquier equipo relacionado estén siempre disponibles en el piso de la plataforma para adaptarse a los diferentes tamaños de tubería según sea necesario al disparar.
2. Los subwoofers cruzados entre todas las herramientas que se ejecutan en la sarta de perforación y la tubería de perforación deben estar disponibles y mantenerse en el piso de la plataforma en todo momento junto con las válvulas de seguridad compatibles del piso de la plataforma.

Válvulas de perforación

Válvula de seguridad de apertura total

1. Un FOSV con las conexiones requeridas o cruces para adaptarse a cada elemento de la sarta de perforación debe estar disponible en el piso de la plataforma y almacenado en la posición abierta.
 - Debe haber un sistema bien ensayado para instalar el FOSV y la llave para abrir y cerrar el FOSV debe estar disponible.
 - Siempre que un viaje se detenga por cualquier motivo, se debe instalar un FOSV y monitorear bien.

- En la caja del FOSV se instalará un dispositivo de protección de roscas que se desmonte de forma rápida y sencilla.

2. Durante las operaciones con cable a través de la tubería de perforación, se instalará un FOSV en la parte superior de la tubería de perforación y el cable que lo atraviesa.

3. Un cortador de alambre adecuado para estar disponible en el piso de perforación proporcionado por la compañía de cable.

Dispositivo de prevención de reventones interior

1. Un BOP interior (con una válvula de retención) debe estar disponible en el piso de la plataforma. Esta válvula no debe usarse para cerrar el pozo mientras se dispara

2. Se probará el funcionamiento del IBOP superior e inferior del top-drive en cada disparo de la barrena fuera del pozo.

3. El Perforador debe comprobar visualmente que los IBOP estén completamente abiertos en cada turno.

Limpieza y sellado

1. Se debe utilizar agua dulce para lavar la tubería de perforación y las herramientas de perforación antes

almacenamiento.

2. NO se utilizará agua salada para la limpieza de plataformas, solo se utilizará agua dulce.

3. Los pozos de lodo, los BOP y el tubo ascendente se pueden lavar inicialmente con agua salada con fines de limpieza, pero deben enjuagarse con agua dulce inmediatamente después.

4. Cuando se usa lodo sintético o a base de aceite en el pozo, se debe restringir el uso de agua dulce para fines de limpieza para evitar la contaminación.

Sellador de roscas

1. Los compuestos de rosca que cumplen con los requisitos de desempeño de API RP 7A1 para conexiones con reborde giratorio es el estándar mínimo de la compañía.

2. Los hombros y las roscas de sellado de la unión de la herramienta deben protegerse contra daños en todo momento mediante el uso de una guía de punción para tuberías.

3. La sarta de perforación se dopará en el extremo de la caja del tubular en el viaje.

4. En el caso de que sea necesario aplicar el pin al extremo de un tubular en el orificio, el soporte debe asegurarse con los tres brazos del Hydra-Racker detenido en un área que permita una seguridad acceso y escape para la persona asignada a la tarea.

Prueba del vástago de perforación

1. La tubería de perforación de Pacific Drilling no se utilizará para DST u otros medios de operaciones de prueba de hidrocarburos, a menos que el operador acepte las disposiciones de inspección de seis tubulares antes y después del uso específico y el reembolso por todo desgaste anormal.

2. No se permite realizar pruebas de vástago de perforación en pozo abierto con un empacador de prueba colocado en pozo abierto a menos que el programa de prueba haya sido discutido y aprobado por operaciones de SVP.

Límites de diseño

1. Tan pronto como una unión de tubería se ha colocado debajo de la mesa giratoria, Pacific Drilling la considera tubería "Premium" y debe manejarse en consecuencia.

2. Antes de cada viaje, la tracción máxima permitida a un valor de torsión cero, normalmente tablas de tracción máxima permitida tubulares usadas API RP7G, para la sarta debe calcularse y colocarse claramente en la cabaña de perforación.

- Las tablas de tracción permitidas reducidas deben calcularse y publicarse para un valor de torque aplicado apropiado.

3. Se debe tener cuidado con cuerdas mixtas (tamaño o peso tubular), que no se exceda el tirón máximo permitido en ninguna parte de la cuerda.

4. En caso de un pozo estrecho, el Perforador puede trabajar la cuerda hacia arriba o hacia abajo, con la mitad del peso de BHA más el peso de arrastre normal por encima y / o por debajo del peso normal de la cuerda giratoria.

- Después de consultar con el operador y el encargado de herramientas, el perforador puede alcanzar un máximo del 80% de la prima API.
- El Perforador, bajo la supervisión directa del Jefe de Herramientas, puede extraer hasta el 90% de la prima API.
- Todo lo que supere el 90% de la prima API requiere un MOC.

5. Pacific Drilling DP normalmente se inspeccionará de acuerdo con TH Hill DS1-Cat 5 después de 6 meses de operación en el fondo del pozo o 1,500 horas de rotación, lo que ocurra primero.

6. Se requiere una inspección inmediata después de circunstancias especiales como:

- Condiciones de carga elevada.
- Ambientes corrosivos (gas ácido o salmueras).
- El operador reembolsará las inspecciones que no sean de rutina.

7. El Perforador debe estar familiarizado con el funcionamiento de las herramientas de fondo de pozo.

8. El conocimiento específico de las operaciones de los frascos en uso es muy importante y se debe mantener una hoja de datos de los frascos en la Cabaña del Perforador, como referencia.

9. Todas las herramientas, colocadas en la torre de perforación, que tengan adheridos objetos externos que puedan caerse, deben tener un dispositivo de retención secundario.

10. La sarta de perforación no debe permanecer inactiva en un pozo abierto, a menos que sea mecánicamente imposible mover la tubería o que exista una razón válida para no mover la tubería.

11. Se recomienda el movimiento continuo en un intervalo de 50 pies.

12. Normalmente, no se debe detener la rotación de la sarta de perforación.

13. Normalmente no se detendrá la circulación.

14. No se permite perforar hacia adelante sin retorno (es decir, a ciegas) debajo de cualquier revestimiento conductor en un pozo de exploración en una plataforma de Pacific Drilling, sin la aprobación previa del SVP-OPS o su sustituto.

15. Las cantidades mínimas de LCM a bordo de la instalación deben especificarse en el programa de perforación, que debe ser revisado por el Superintendente de Perforación y el RM antes de la perforación.

Carcasa

1. Durante el funcionamiento de la tubería de revestimiento, la tubería de revestimiento debe ser llenada y verificada visualmente por el Perforador con fluido de perforación al menos cada 5 pasada de junta.

2. Durante el funcionamiento de la tubería de revestimiento, el operador debe proporcionar un estampado cruzado (es decir, rosca de revestimiento x 2 "1502 Weco o equivalente) y mantenerlo en el piso de la plataforma.

3. El equipo deberá ser capaz de resistir las presiones previstas.

4. Cuando se corre el revestimiento en una cuerda de aterrizaje, la cuerda debe llenarse cada cinco puestos. El subwoofer protector de impulsión superior se debe clavar un mínimo de 2" en la caja de unión de herramientas mientras se llena la tubería de perforación (para evitar aumentos repentinos de aire y reflujo en el sistema) a menos que se esté utilizando una herramienta dedicada.

Pautas de disparo

1. Asegúrese de que las secuencias EDS se seleccionen siempre de acuerdo con la subsección correspondiente de 8.14 Secuencias de desconexión de emergencia.
2. Los Slugs se pueden utilizar eficazmente para evitar tropiezos mojados.
3. Antes de bombear un Slug, se deben realizar los siguientes cálculos:
 - El volumen del Slug requerido para la longitud deseada de tubería seca.
 - La ganancia resultará del bombeo del Slugs.
 - Esta ganancia será igual al volumen de la tubería seca.
4. Después de bombear el slug, debe permitir que la presión hidrostática en la tubería y el anillo se igualen y que el nivel del tanque de viaje se estabilice antes de comenzar a POOH.
5. La tubería no debe dispararse mientras se eleva el tubo ascendente (a menos que haya dos barreras probadas en su lugar).
 - Se debe realizar una verificación de flujo antes y después del refuerzo y el viaje solo puede continuar cuando los volúmenes se pueden monitorear con precisión nuevamente.
6. Los indicadores de flujo deben medir y mostrar con precisión la tasa de flujo del pozo.
7. Las pantallas de las tasas de flujo deben estar en la consola de Drillers y deben estar equipadas con configuraciones de alarma ajustables.
 - Las alarmas de flujo deben ser tanto visuales como audibles.
8. Mantener el pozo lleno de fluido de perforación cuando se retira la tubería del pozo es crítico; de lo contrario, la presión del fondo del pozo se reducirá debido a una caída en la altura de la columna de fluido y, en consecuencia, una caída en la presión hidrostática.
 - Si la bomba del tanque falla, el agujero puede mantenerse lleno usando el tanque de respaldo o las bombas de lodo.

- El orificio debe llenarse y los volúmenes deben medirse con precisión al menos cada cinco soportes, o cuando la caída del nivel de fluido produzca una caída de 50 PSI en la presión hidrostática.
 - Los registradores de lodo deben monitorear y registrar de forma independiente los volúmenes de lodo durante el viaje.
 - Cualquier discrepancia debe informarse al Perforador de inmediato.
 - Se deben instalar contadores de carrera en todas las bombas de lodo como parte de un sistema que mida con precisión la salida de la bomba de lodo.
 - Este sistema debe poder mostrar SPM y golpes totales tanto en los Drillers como en la consola Choke.
9. Las presiones del hisopo y las oleadas ocurren como resultado de los movimientos de la sarta de perforación.
- Cuando se ejecuta en el orificio, la presión del orificio inferior aumenta (presión de aumento) y cuando se extrae del orificio la presión del orificio inferior se reduce (presión del hisopo).
10. La supervisión durante las operaciones de disparo debe incluir que el Toolpusher esté presente en el piso de la plataforma para ayudar al Perforador con el monitoreo del pozo durante los primeros diez. También se requiere supervisión durante los cambios de turno del Perforador o cuando la tubería está en un pozo abierto durante un mínimo de treinta minutos o cinco tramos de tubería.
11. El margen de disparo debe ser tal que exista suficiente sobrebalance de presión hidrostática por encima de la presión de formación para permitir un disparo seguro y eficiente.
- La cantidad de cualquier margen de viaje estará determinada por las condiciones del hoyo.
 - El margen del tubo ascendente, la diferencia entre la presión hidrostática generada por la columna de lodo en el tubo ascendente a la línea de lodo y la presión hidrostática generada por la columna de agua de mar a la línea de lodo, también debe considerarse.
12. En situaciones que proporcionen solo un mínimo sobrebalance, se debe considerar la posibilidad de bombear fuera del pozo.
13. Las prácticas de disparo son una parte fundamental para mantener el control del pozo.
- Se toman muchas patadas al sacar la sarta de perforación del agujero.

- Estas patadas se pueden evitar o manejar correctamente cuando la tripulación está debidamente capacitada con los procedimientos acordados, comprendidos y seguidos.
- Disparar con pérdidas puede ser peligroso ya que es difícil monitorear el pozo con precisión.
- Los disparos con pérdidas solo se permiten cuando se conocen las condiciones y la operación ha sido aprobada.
- La aprobación no hace que la operación sea más segura y el personal de la plataforma debe monitorear continuamente la situación para detectar cambios o discrepancias.

14. Los niveles de aprobación son los siguientes:

- Filtración: - Hasta 20bbl / h. pérdidas - aprobación RM.
- Parcial: - Más de 20bbl / h. y hasta 100bbl / hr. pérdidas - Aprobación de VP / Director
- Grave: - Más de 100bbl / h. pérdidas - Aprobación de Operaciones SVP.

15. Se deben mantener registros de tropiezos en forma de detalles precisos de volúmenes de lodo y Desplazamientos al entrar o salir del pozo.

16. Estos registros deben almacenarse en la oficina del Superintendente de Perforación hasta el final del pozo.

17. Las velocidades de disparo están determinadas por la capacidad de las cuadrillas y el estado del pozo.

- La velocidad por sí sola nunca debe ser el foco de ninguna operación de disparo.

18. El tanque debe utilizarse junto con una bomba de viaje para monitorear con precisión el agujero.

19. La activación del BHA a través del BOP debe realizarse con el CMC en funcionamiento a mitad de carrera o con los malacates de compensación configurados en consecuencia (según corresponda).

20. Se utilizará una hoja de viaje durante las operaciones de disparo, revestimiento y cableado para registrar:

- Volúmenes de fluido a llenar.
- Volúmenes desplazados.
- Puntos de alta resistencia.

21. Las velocidades de funcionamiento durante el disparo deben controlarse para minimizar los aumentos repentinos de presión en la formación.

22. Para evitar frotar en secciones de orificios problemáticos, la cuerda debe bombearse fuera del orificio a través de estas secciones.

23. La broca se correrá de regreso al fondo, se circulará de abajo hacia arriba por lo que la afluencia circulará desde 3,000 pies debajo de los arietes, a través de las líneas de estrangulamiento / matanza.

24. Si no es posible el monitoreo continuo del pozo, se debe realizar una verificación de flujo antes de tirar de HWDP y BHA a través del BOP.

25. Siempre que se interrumpa una operación de disparo, se debe instalar un FOSV.

26. La circulación antes del disparo representa una buena práctica y ayuda a garantizar que:

- El fluido de perforación se encuentra en una condición que minimiza la presión del hisopo y la sobrepresión al disparar.
- Los recortes y el gas arrastrado circulan desde el pozo antes de disparar.
- El peso del fluido de perforación es uniforme dentro y fuera del pozo.

27. Confirme que el orificio esté limpio y que no haya cortes en los vibradores.

28. Se debe instalar al menos un flotador sólido en los conjuntos de perforación de fondo de pozo. Además, se debe instalar un flotador sólido en las cuerdas de trabajo correspondientes.

Lodo y cemento

1. Las cantidades de material de mezcla de lodo y cemento utilizadas en la instalación deben controlarse cuidadosamente.

2. Es responsabilidad del Superintendente de Perforación asegurarse de que se mantengan a bordo de la plataforma suministros adecuados de barita y cemento de emergencia. A menos que se acuerde lo contrario con la gerencia del Operador, habrá:

- Barita suficiente a bordo para aumentar el peso del lodo del volumen total del pozo, sin tubería en el pozo, más 200 BBLS de volumen de superficie, en 1PPG.
- Un suministro adecuado de cemento suficiente para colocar un tapón de 400 pies en el pozo entubado, o 2 tapones de 500 pies en pozo abierto, en el diámetro del pozo en ese momento.

3. Si las existencias de barita o cemento caen por debajo de estos niveles mínimos especificados, se suspenderán las operaciones, ya que este es el nivel mínimo de existencias requerido para las operaciones de control de pozos de emergencia.
4. Si se hace circular cemento verde a través de la pila de BOP, se debe ejecutar una herramienta de inyección para limpiar a fondo las cavidades del ariete.

IX.4.1.1.2 Equipo de Proyecto Principal y Auxiliar.

En el caso de este Proyecto, todo el equipo principal y auxiliar que se utilizará se mantendrá en la unidad de perforación, que es una estructura prediseñada equipada para operaciones de perforación a profundidades de hasta 3,657 m.

La siguiente información es una presentación de las características generales del buque de perforación, además de las especificaciones técnicas del equipo principal y auxiliar que posee.

Las especificaciones principales de la unidad de perforación que se utilizará en las operaciones del Proyecto se presentan en la Tabla IX-3.

Tabla IX-3. Especificaciones de la Torre de Perforación Pacific khamshi.

Torre de perforación	
Tipo	Cuello de botella dinámico dual
Especificación	API4/RP4E
Velocidad Del viento con retroceso completo: kts	60 (retroceso de 1200 TM)
Sin contratiempo: kts	100 (retroceso de 900 TM)
Altura de elevación interna libre: pies	161 ft (49 metros)
Distancia entre centros de pozos: ft	40
Dimensiones de la base: ft x ft	60 x 80
Dimensiones del nivel freático Pozo principal: ft x ft	20 x 20
Dimensiones del nivel freático Pozo auxiliar: ft x ft	20 x 20
Capacidad nominal bruta: lb	2,500,000 Pozo principal y 2,000,000 Auxiliar, carga máxima combinada 3,500,000
Número máximo de líneas Pozo principal: no	16
Número máximo de líneas Aux Well: no	16
Ascensor personal: sí / no	sí
Escaleras con jaulas de seguridad y reposapiés: sí / no	sí

Plataforma para acceso a polea de corona: sí / no	sí
Contrapeso, sistema para tenazas y pinzas de hilado de tubos: sí / no	sí
Sistema de iluminación a prueba de explosiones: sí / no	sí

Fuente: Pacific Khamsin IADC Equipment List, Rev.9.

La subestructura general del equipo de perforación principal se muestra en la Tabla IX-4.

Tabla IX-4. Subestructura general

Subestructura	
Marca / Tipo	SHI
Altura (sobre la cubierta principal): m	18
Longitud: m	29.54
Ancho: m	29.49
Capacidad de retroceso: kips	2646 (2x 773 para tubería de perforación + carcasa de 1.100)
Retroceso simultáneo + capacidad de carga de gancho: kips	2,646 + 2,500 (principal) + 1,000 (auxiliar)
Altura libre debajo de las vigas R / mesa:	13 metros de altura libre sobre la carretilla del árbol de Navidad hasta el centro del pozo principal, 15 metros de altura libre sobre la carretilla del árbol de Navidad hasta el centro del pozo auxiliar.

IX.4.1.1.3 Almacenamiento

Combustible

1. El Pacific Khamsin está diseñado para funcionar con MDO. Hay dos tanques de servicio de fueloil, uno en babor y el otro en STBD. El puerto, el centro y la sala de máquinas del STBD se pueden abastecer de los tanques correspondientes.

Se proporcionan dos bombas de suministro de OD, una para uso normal y otra para uso en espera. Suministran combustible a los motores desde el tanque de servicio de OD. La bomba de reserva en cada sala de máquinas se pondrá en marcha al perder presión en la línea de OD. En caso de otra falla en una de las líneas de aceite combustible, como filtros obstruidos, fugas, etc., el motor conectado se detendrá.

Se proporciona una bomba de OD de emergencia operada neumáticamente por sala de máquinas. La bomba de OD de emergencia se utiliza para arrancar los motores después de una situación de apagón.

2. El sistema de servicio de fueloil para un E / R comprende el siguiente equipo:

- Un tanque de sedimentación de OD
- Un tanque de servicio de OD
- 2 bombas de suministro de OD (16,5 m3 / h cada una), una en servicio y la otra en espera
- 2 filtros automáticos en paralelo, uno en servicio a la vez, con alarma diferencial
- Medidor de aceite combustible con válvula de derivación manual
- Refrigerador DO para operación DO

La sala de máquinas central contiene el mismo equipo menos el servicio de combustible y los tanques de sedimentación

3. La falla del cuadro de distribución de 440V provocará la falla de los conjuntos relevantes de bombas de suministro y disparará los motores por falta de combustible. La falla de un suministro en funcionamiento dará una alarma y hará que se encienda la bomba de reserva.

Los filtros en la línea de suministro deben evitar que entre suciedad en el medidor de flujo, bloqueándolo.

Sin embargo, si esto sucede, los motores pueden detenerse por falta de combustible. En estas circunstancias, una sala de máquinas (o posiblemente también la sala de máquinas central, dependiendo del suministro de combustible a la sala de máquinas central) se perderá temporalmente hasta que se abra la derivación manual. Las alarmas de diferencial y las alarmas de baja presión de combustible en la entrada de los motores diésel deben advertir al operador de este problema.

Es imperativo que el ingeniero de guardia esté completamente al tanto de la alineación del sistema de combustible con la sala de máquinas central en todo momento. En caso de cualquier irregularidad en el suministro de combustible desde el puerto / sistema de combustible STBD a la sala de máquinas central, el ingeniero de guardia debe reaccionar inmediatamente y cambiar el suministro de la sala de máquinas central y regresar a la sala de máquinas sin que se vea afectado por la activación de las válvulas operadas a distancia. en IAS OS.

Aceite Lubricante

Los sistemas de aceite lubricante de cada sala de máquinas, puerto, centro y STBD son idénticos. La estación de abastecimiento de combustible de aceite lubricante está ubicada en la cubierta principal. Los puntos de toma de combustible están disponibles tanto para el lado de babor como para el STBD. El aceite lubricante recibido se almacena en un tanque de almacenamiento principal de 43,6 m³ de capacidad y un tanque de sedimentación de 43,6 m³ de capacidad. Estos tanques están equipados con un transmisor de nivel para indicación remota en IAS a través del sistema de monitoreo de tanques.

El sistema local es independiente para cada motor y una falla solo afectará al motor en sí. Cada motor tiene su propio circuito de purificación con bombas eléctricas. Las fallas en estos sistemas no afectarán directamente a ninguno de los motores y, por lo tanto, satisfacen los requisitos de DYNPOS-AUTRO.

IX.4.2 Descripción detallada del Proceso

IX.4.2.1 Análisis de Actividades de Alto Riesgo

Explosivos: cuando los explosivos están a bordo, se almacenan en un área de almacenamiento dedicada. Está ubicado en el lado de babor del área extendida de prueba de pozo. Consulte las instrucciones de radiactivo / explosivo en el sistema de gestión, para más detalles. Estos materiales son manejados únicamente por personal especializado en subcontratos.

Materiales radiactivos: cuando los materiales radiactivos están a bordo, se almacenan en un área de almacenamiento dedicada. Está ubicado en el lado de babor del área extendida de prueba de pozo. Consulte las instrucciones de radiactivo / explosivo en el sistema de gestión, para más detalles. Estos materiales son manejados únicamente por personal especializado en subcontratos.

Pintura: todas las pinturas y materiales asociados se almacenan en Locker.

Productos químicos diversos: estos productos químicos, que pueden ser secos o húmedos, se almacenan en el área de almacenamiento del saco. Se controlan de acuerdo con el proceso en Manipulación y utilizan productos químicos MODU en el sistema de gestión SIRIUS.

IX.4.2.1.1 Descripción del equipo de proceso principal y auxiliar

El "PACIFIC KHAMSI" es un buque de perforación con capacidad de doble gradiente dual de diseño dinámico de Samsung 12,000 de ruta de carga dual mejorado, capaz de operar en ambientes moderados y profundidades de agua de hasta 3,657 m (12,000 pies) utilizando un tubo de perforación marino de 18¾ "BOP y 21" OD, adaptado para perforación de gradiente simple y doble. Estará equipado con los equipos de perforación y control de pozos principales y auxiliares que se especifican a continuación:

Tabla IX-5. Información técnica del buque PACIFIC KHAMSI

Información General		
Tipo	Buque de perforación en aguas ultra profundas de séptima generación, equipado con doble torreta, mejorado.	
Bandera	Liberia	
Propietario	Pacific Drilling V Ltd.	
Año de Construcción	2013	
Diseño	Samsung 12000 de doble casco	
Constructor	Samsung Heavy Industries, Corea del Sur	
Clasificación	Clasificado por ABS: A1, Drillship, AMS, ACCU, DPS-3, EFP-AM	
Tipo de sistema de Posicionamiento	Posicionamiento dinámico - Clase DP3 Sistema Kongsberg DYNPOS AUTRO DP-3 K-POS DP32 / 12	
Parámetros de funcionamiento		
Velocidad máxima de tránsito:	11,5 nudos	
Condiciones de operación	Ola: 19 pies	Viento: 50 nudos
Condiciones de mantenimiento de la estación:	Ola: 28 pies	Viento: 60 nudos

ESTUDIO

 "MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL MODALIDAD
 REGIONAL EXPLORACIÓN DEL ÁREA CONTRACTUAL 26"

DOCUMENTO No.:

TEM-MA-ME-B26

PREPARADO: TEMA

FECHA: JUN/21

REV. No. : 0

Condiciones de tormenta:	Ola: 47 pies	Viento: 100 nudos
Profundidad del agua:	Equipado: 3.048 m (10.000 pies)	Máxima: 12.000 pies (3.657 m)
Profundidad de perforación:	Equipado: 35.000 pies (10.668 m)	Máxima: 40.000 pies (12.186 m)
Principales dimensiones/Capacidades		
Longitud	748 pies	228 m
Anchura	137 pies	42 m
Profundidad	62 pies	19 m
Calado de transito	28 pies	8.5 m /66.500 MT (Nota que no incluye propulsores de 5,40 m debajo de la quilla)
Calado de perforación	39 pies	12 m / 96.000 MT (Nota que no incluye propulsores de 5,40 m debajo de la quilla)
Desplazamiento máximo de la carga	105.800 ST	96.000 MT
Carga de cubierta variable - En funcionamiento	18,740 ST	17,000 MT
Carga de cubierta variable - Supervivencia	24,250 ST	22,000 ST
Salmuera / agua de mar	4.000 bbls	640 m ³
Salmuera	15.700 bbls	2,500 m ³
Aceite base	6,200 bbls	1000 m ³

Lodo activo:	6,600 bbls	1,065 m³
Lodo de reserva	12.400 bbls	2,000 m³
Lodo de reserva / fluido ascendente	6.200 bbls	1,000 m³
Lodo de desecho	3.100 bbls	500 m³
Sacos	10,000 sacos	-
Agua de perforación:	15.700 bbls	2,500 m³
Agua potable	8.100 bbls	1,300 m³
Diesel	46.500 bbls	7,400 m³
Estanterías de tuberías:	Almacenamiento para 3.000 toneladas de tubería de perforación y revestimiento	
Estanterías de ipe:	Almacenamiento para 131 conexiones de 90 pies de longitud, 21" de diámetro exterior del tubo ascendente con 54" de capacidad de flotación	
Almacenamiento en el elevador:	Zona de almacenamiento en popa diseñada para un máximo de 2.500 toneladas de equipos de pruebas de pozos	
Plataforma de aterrizaje:	22,2 x 22,2 octogonal, clasificado para los modelos Sikorsky S61N o S92	
ROV	ROV desplegado sobre el costado, con espacio para una extensión completa a babor y otra a estribor	
Moonpool:	25,6 m x 12,5 m (84 pies x 41 pies)	
Alojamiento:	200 plazas, 20 de 1 persona y 90 de 2 personas	
Pluma del quemador:	1 Cada pluma de quemador de cuello de cisne de 80 pies instalada en la popa del barco	
Maquinaria		
Potencia principal:	Motores HIMSEN 6 x 8.000 KW a 720 RPM, que cumplen con la norma Tier 2, cada uno de los cuales impulsa 1 generador ABB de 11kV de 7.760 kW	

Distribución de energía:	Sistema de accionamiento de perforación trifásico de 11 kV, 440 V, 60 Hz
Energía de emergencia:	6 motores principales equipados para tareas de emergencia
Grúa:	4 grúas electrohidráulicas de pluma de nudo de 85 MT con un radio de 18 m (59 pies) 1 manipulador de tubos electrohidráulico de 9 toneladas con un radio de 22,3 m (73 pies) en la cubierta de tubos de proa
Mantenimiento de la estación	
Posicionamiento:	Sistema Kongsberg DYNPOS AUTRO para operaciones DP-3
Propulsión:	6 x accionamientos de CA de velocidad variable de 4.500 kW
Impulsores:	6 x Rolls Royce Aquamaster Azimuthing de paso fijo con propulsores extraíbles en el agua
Sistema de referencia:	Doble DGPS o equivalente y sistema hidroacústico de referencia de posición HiPAP
Equipo de perforación	
Grúa	Doble vía de carga principal 1.250 ST auxiliar 1.000 ST, carga máxima combinada 1.750 ST Torre de perforación de 210 pies x 60 pies x 80 pies para manejar tubulares de 135 pies. Bloque de corona con 9 poleas de 72" cada una Tablero de trasiego capaz de trasegar 3 ½" DP hasta 20" de tubería de revestimiento.
Trabajos de obra	2 x NOV Dibujo de oleaje activo, 2.500 kips de engranaje de una sola velocidad accionados por 6 x 1150 HP AC motores con 2 1/8" de línea
Rotativo:	1 x NOV RST 755 (75-1/2") hidráulico (principal); 1 x NOV RST 605 (60-1/2") hidráulico (auxiliar)
Alta velocidad:	2 x NOV TDX-1250, 1.250 ST de elevación, 1.200 ST de rotación, par de 90.740 ft.lbs
Bloque móvil:	2 x NOV 2,500 kips, 8 x 72" sheaves
Bombas de lodo:	4 x NOV 14-P-220, 7,500 psi

Salmuera HP - Unidad de cementación DGD:	3 x NOV 14-P-220, 7.500 psi
Unidades de cementación	Servicios de terceros - Schlumberger CPS-977, control remoto, LAS
Agitadores de esquioto:	7 de cada agitador de pizarra NOV Multi size Triple Deck
Desgasificador:	2 x desgasificador de vacío Brandt DG-12
Centrífugas:	Espacio disponible para 2 x centrífugas Brandt HS 2172
Tubo de perforación:	10.000 pies de sarta de aterrizaje de tubería de revestimiento de 6,5/8" con conexiones cónicas de 6,5/8" FH-45°, V-150, pared de 1,093 10.000 pies de sarta de perforación de 6,5/8" con conexiones FH de 6,5/8" S-135, grosor de pared de 0,625 10.000 pies de sarta de perforación de 6,5/8" con conexiones FH de 6,5/8" S-135, grosor de pared de 0,522 10.000 pies de sarta de perforación de 6,5/8" con conexiones FH de 6,5/8" S-135, espesor de pared de 0,362 10.000 ft 5,7/8" Sarta de perforación con conexiones 585 Turbotorque, S-135, 0,361" de espesor de pared 3.500 ft 4.1/2" Sarta de perforación con conexiones XT43, S-135, 0.430" de espesor de pared
Collares de perforación / HWDP:	12 x 9 1/2", 30 x 8 1/4", 30 x 6 3/4" / 34 x 6.5/8" HWDP, 40 x 5.7/8" HWDP
Manipulación de tubos	Equipada para facilitar la manipulación de tubos fuera de línea con un sistema compuesto por 2 x Sistema Hydra-Racker HR-IV (para tubulares de 3,1/2" a 20") 2 x Hydratong MPT-200 (para tubulares de 3,1/2" a 9,3/4")

IX.4.2.1.1.1 Sistemas Mecánicos

Posicionamiento dinámico (DP)

1. Todo barco de navegación marítima está sujeto a las fuerzas del viento, las olas y las corrientes. Estas fuerzas hacen que un barco se desvíe de la posición y rumbo necesarios. La función del posicionamiento dinámico es hacer que el barco mantenga la posición y el rumbo controlando automáticamente la dirección y la cantidad de empuje proporcionado por los propulsores del barco para contrarrestar las fuerzas ambientales.

2. Para llevar a cabo esta función, el sistema DP requiere los siguientes subsistemas básicos:

- Un método para medir fuerzas externas
- Un método para medir la posición y el rumbo del barco.
- Un método para calcular las fuerzas contrarias requeridas
- Un método para proporcionar fuerzas contrarias
- Un método para proporcionar una interfaz hombre / máquina

3. El barco tiene cuatro anemómetros que miden la velocidad y la dirección del viento. Para optimizar el mantenimiento de la posición, es deseable que estas fuerzas se compensen antes de que el barco se mueva de su posición, en lugar de corregir la posición después de que se haya realizado el movimiento. Para lograr esto, se utiliza una técnica conocida como "Wind Feed Forward". Esto evita el filtrado de Kalman, lo que permite una respuesta más rápida del sistema en condiciones de rachas.

4. No hay una entrada de medición directa para las fuerzas de las olas y las corrientes, a menos que haya una boya para olas disponible en el lugar. Estas fuerzas se estiman calculando las diferencias entre el viento conocido y las fuerzas de salida del propulsor.

5. Se utilizan varios métodos para medir la posición y el rumbo del barco. Para brindar una confiabilidad óptima, cada sistema es independiente, por lo que ningún modo de falla es común a todos, asegurando así el estado de DP3. El barco está equipado con los siguientes tipos de equipos de medición de posición:

- Sistema de posicionamiento global diferencial (2 juegos)
- Sistema de posicionamiento acústico de alta precisión (2 juegos)

6. Para minimizar los errores de posición, se deben determinar y compensar los movimientos axiales del barco. Los MRU miden el cabeceo, balanceo y balanceo. El barco está equipado con tres (3) MRU. Los tres están dedicados al PD.
7. El rumbo se mide con una brújula giratoria. El barco está equipado con tres brújulas giroscópicas. Si hay una diferencia entre los giroscopios que excede el límite de desajuste establecido, el DP emitirá una alarma y rechazará el giroscopio defectuoso sin la intervención del DPO.
8. El ordenador \ controlador DP realiza los cálculos de las contrafuerzas necesarias. El controlador contiene un modelo matemático preciso de los coeficientes aerodinámicos e hidrodinámicos del barco. Esta es una predicción de cómo debería reaccionar el barco a las diversas fuerzas que actúan contra él, y la cantidad de empuje necesaria para devolverlo a la posición y rumbo requeridos. Las desviaciones del rumbo y la posición solicitados se calculan comparando los medidos por la brújula giroscópica y el equipo de medición de posición con la posición y rumbo deseados, respectivamente.
9. Esta información se procesa luego contra el modelo matemático y se envían órdenes de acción correctiva al sistema de propulsión del barco para contrarrestar las fuerzas ambientales que causan una desviación de la posición y rumbo requeridos. Se tiene en cuenta el efecto de las condiciones ambientales como el viento, el mar y la corriente y se optimiza el ajuste de ganancia del sistema para las condiciones ambientales actuales.
10. El controlador calcula las respuestas requeridas, a partir de los datos recopilados simultáneamente de todos los sistemas de referencia. La computadora utiliza modelos matemáticos y técnicas de filtrado de Kalman para mejorar el filtrado de ruido de todas las mediciones con el fin de reducir la modulación del propulsor.
11. Todos los datos de proceso necesarios se leen en el sistema a través de una subrutina de programa central que realiza un preprocesamiento específico. Luego, varios submódulos del programa realizan la verificación de validez de las señales, como la verificación de los límites, los valores de "modelo predicho" y la verificación de comparación.
12. Se presta especial atención a la verificación de validez y comparación de las mediciones del equipo de medición de posición. El procesamiento y manejo de estas señales son de vital importancia al rendimiento total del sistema DP.
13. La estructura óptima del controlador es un elemento importante en el diseño del sistema. Trabajando sobre la base de la retroalimentación de las fuerzas ambientales calculadas, junto con

la posición del barco y las desviaciones de velocidad, la salida específica el vector de fuerza y el momento de giro necesarios para mantener el barco en posición.

14. La lógica de asignación de empuje se adapta a la configuración real del propulsor y la hélice del barco, y convierte los comandos de fuerza en valores de punto de ajuste para cada propulsor en forma de velocidad de la hélice.

15. El sistema de posicionamiento dinámico está diseñado como un sistema automático para mantener la estación en cualquier sitio elegido. Así, la operación inicial por parte del operador consiste principalmente en seleccionar el equipo de medición de posición deseado y los sensores auxiliares, proporcionar ciertos datos específicos de la misión, seleccionar el modo de operación deseado y entregar el control de la propulsión del barco a la dinámica.

Sistema de control DP

1. Para cumplir con DP Clase 3, la embarcación está provista de un sistema de control DP triple redundante integrado KM DPC-3 instalado en el puente y un sistema DP único integrado DPC-1 instalado en la sala de respaldo DP.

2. El DPC-3 es un sistema DP triple redundante, que comprende tres OS en el puente y tres procesadores de control DP idénticos en la unidad DPC-3 ubicada en la Sala de Instrumentos de Navegación en el E-deck. El sistema operativo y las computadoras se comunican en la red de datos dual de alta velocidad. Integrados con el sistema DPC-3 también están el KM TC y el KM IAS.

Las impresoras de alarmas y eventos para los sistemas DP se proporcionan en el puente y en la sala de respaldo DP.

3. Filosofía de control de DP La filosofía general para cumplir con la Clase de equipo 3 de IMO y DNV DYNPOS-AUTRO es un sistema de control de DP que consta de lo siguiente:

- Un sistema informático DP redundante ubicado en la estación principal del operador del barco. Este sistema está interconectado con todos los sistemas de referencia de posición y sensores para protección contra fallas individuales
- Un sistema de computadora DP de respaldo interconectado con un conjunto de sensores y al menos un sistema de referencia donde el fuego y las inundaciones en la estación de control principal no causarán fallas en este sistema informático o los componentes conectados a él. Por lo tanto, este sistema de respaldo se coloca en la estación de control de respaldo en un compartimiento diferente separado por firewalls.

- Un sistema de palanca de mando independiente interconectado directamente con la electrónica de control del propulsor mediante señales discretas. Este sistema es independiente del sistema de control DP tanto de la comunicación como de la fuente de alimentación
- El sistema informático DP redundante y el sistema informático DP de respaldo son independientes entre sí. Es decir. La pérdida de cualquiera de los sistemas no impedirá el funcionamiento del sistema restante.

4. Componentes del sistema de control DP

Los componentes del sistema de control DP son los siguientes:

- 1 sistema K-Pos DP 32 compuesto por triple DP-OS y un DPC-3
- 1 sistema K-Pos DP 12 que consta de un solo DP-OS y un DPC-1
- 3 juegos de sensores: 3 x viento + 3 x Gyro + 3 x MRU
- 2 juegos de sistema HiPAP que constan de HiPAP-OS (APOS)
- 2 juegos de sistema DGPS que incluyen señales de corrección diferencial
- 1 sistema cJoy

Reglas y regulaciones

La construcción del PROSPECTOR 26 cumple con el siguiente American Bureau of Shipping (ABS) y las normas y reglamentos de la Organización Marítima Internacional (OMI):

ABS	Reglas para construir y clasificar dispositivos móviles en alta mar Unidades de perforación, 2008, incluida la asignación de línea de carga, equipo de carga.
IMO	Code for the Construction and Equipment of Mobile Offshore Drilling Units, 2001, Resolution A.649 (16) (1989 MODU Code with 1991 amendments)
UK HSE	Research Report 387 (2005) "Stability"
ICLL	International Convention on Load Lines, 1966, including Protocol of 1988.
CAP 437	UK Civil Aviation Authority (for heliport design)
SOLAS	International Convention for the Safety of Life at Sea Consolidated Edition, 2001
ICTM	International Convention on Tonnage Measurement, 1969

ABS	ABS Guide for Certification ofCranes 1991
MARPOL	International Convention for the Prevention of Pollution from Ships, Consolidated Edition, 1997 as amended (Single Point Discharge Collection and Treatment)
TC	Transport Canada TP4414, Guidelines Respecting Helicopter Facilities on Ships (For Heliport Design)
API	American Petroleum Institute Specification for Offshore Cranes, API Spec 2C, Sixth Edition, 2004.
AISC	Structural/Steel Outfitting, American Institute ofSteel Construction (AISC) –Manual of Steel Construction–Allowable Stress Design, 9th edition.
ASME	Pressure Vessels
ANSI	Piping
COLREGS	1972 Navigation Regulations
IEC	Electro Technical Commission (IEC), publication no. 92 for electrical installation in ships.

Plan de Exploración Metas físicas

El proyecto contempla La perforación de un (1) pozo exploratorio en el área prospectiva del Área Contractual 26 (Aguas Profundas de la Cuenca Sureste).

Cobertura en km² de la adquisición de información geofísica

No está prevista la adquisición adicional de sísmica.

Cobertura en km² de procesamiento de información geofísica

Actualmente, se cuenta con datos sísmicos del volumen sísmico Campeche 3D WAZ, los cuales se compraron anteriores a la fecha efectiva del Contrato, bajo la modalidad de licencia multicliente con el ARES-DSM-MX-15-3P2/441. La fecha del acuerdo de compra de dicha licencia de datos fue el 17 de mayo de 2017. Se tiene contemplado continuar con el trabajo de mejoramiento de la imagen sísmica contemplando la misma área correspondiente al Área Contractual: 2,030.405 km².

Principal enfoque de los estudios de exploración dentro de la cadena de valor.

Los estudios de exploración están destinados a detectar las principales incertidumbres geológicas identificadas en la Sección II.4 de este Plan de Exploración, a saber: calidad del yacimiento, efectividad de las trampas y eficacia de carga.

Los estudios se enfocarán en cinco (5) actividades de exploración en el Área Contractual:

- Reprocesar el conjunto de datos de levantamiento sísmico 3D Multicliente de Azimut Amplio de Campeche (WAZ). Esta actividad apoya el conocimiento del Contratista en la evaluación de las incertidumbres sobre la eficacia de las trampas. La migración de profundidad de RTM y Kirchhoff aporta una mejor definición morfológica a las imágenes de sal.
- Varios estudios geofísicos están planeados para el Área Contractual, incluyendo: Interpretación de Sísmica, Reprocesamiento de Sísmica, Sismograma Sintético, Modelado de Velocidad, Física de Rocas, AVO e Inversión, Gravimétrica Marina y Estudio Magnetométrico. Estos estudios se enfocan dentro de la etapa de exploración dentro de la cadena de valor del sector de hidrocarburos.

Los estudios estratigráficos planeados para el Área Contractual son Estudios de Fuentes de Sedimentos y Estudios Análogos. Para entender mejor la roca del yacimiento en la cuenca Salina, se debe estudiar la fuente de la roca del yacimiento.

- Los estudios regionales tienen como objetivo proporcionar un entendimiento de la historia tectónica/basal desde la perspectiva sedimentológica y estructural. Los estudios incluyen análisis de sellado de fallas y sellado superior, reconstrucción estructural y modelado de cuencas.
- Los estudios geológicos detallados se refieren a estudios específicos de prospección e incluyen estudios de maduración de prospectos y prospección del Área Contractual, estudios de peligros superficiales, análisis de velocidad de alta densidad y estudios de presión de poro, estudios posteriores a la perforación pozos.

Metas volumétricas

Principal tipo de hidrocarburo esperado.

Se espera que el principal tipo de hidrocarburo estimado sea petróleo ligero (con referencia).

Evaluación del potencial petrolero.

La evaluación técnica previa al ingreso arrojó el siguiente inventario de prospectos. Sin embargo, es importante señalar que tanto la evaluación volumétrica como la posibilidad de éxito son preliminares en espera de la ejecución de los estudios exploratorios planificados.



IX.4.3 Descripción del entorno.

IX.4.3.1 Ubicación de la instalación.

El Área 26 del Contrato de Aguas Profundas de la Cuenca Salina ("Área Contractual") está ubicada en el Golfo de México, a 200 km aproximadamente del Puerto de Coatzacoalcos. Tiene una superficie de 2,030.405 km², y las coordenadas que delimitan el Área Contractual se encuentran en la Tabla IX-6. La profundidad del agua varía entre 800m-2200m aproximadamente. De acuerdo con nuestro entendimiento, no existen pozos ni instalaciones dentro del Área Contractual. Las evaluaciones previas a la entrada al Área Contractual 26, han utilizado conjuntos de datos de levantamiento sísmico 3D Multicliente del Azimut Amplio de Campeche (WAZ).

Contractualmente, existe el compromiso de perforación de un pozo en el acuerdo de licencia para el Área Contractual. Se están realizando trabajos técnicos para preparar los programas de perforación durante la línea de tiempo disponible en el periodo inicial de exploración.

Tabla IX-6. Coordenadas de Delimitación del Área Contractual, Datum ITRF08 epoch 2010.

Vértice	Latitud Norte	Longitud Oeste
1	20° 00' 30"	93° 56' 30"
2	20° 00' 30"	94° 00' 30"
3	19° 55' 30"	94° 00' 30"
4	19° 55' 30"	94° 04' 30"
5	19° 54' 00"	94° 04' 30"
6	19° 54' 00"	94° 18' 30"
7	20° 07' 30"	94° 18' 30"
8	20° 07' 30"	94° 24' 00"
9	20° 21' 00"	94° 24' 00"
10	20° 21' 00"	93° 56' 30"



Figura IX-2 Localización del área contractual 26.

Fuente: (CNH, 2018).

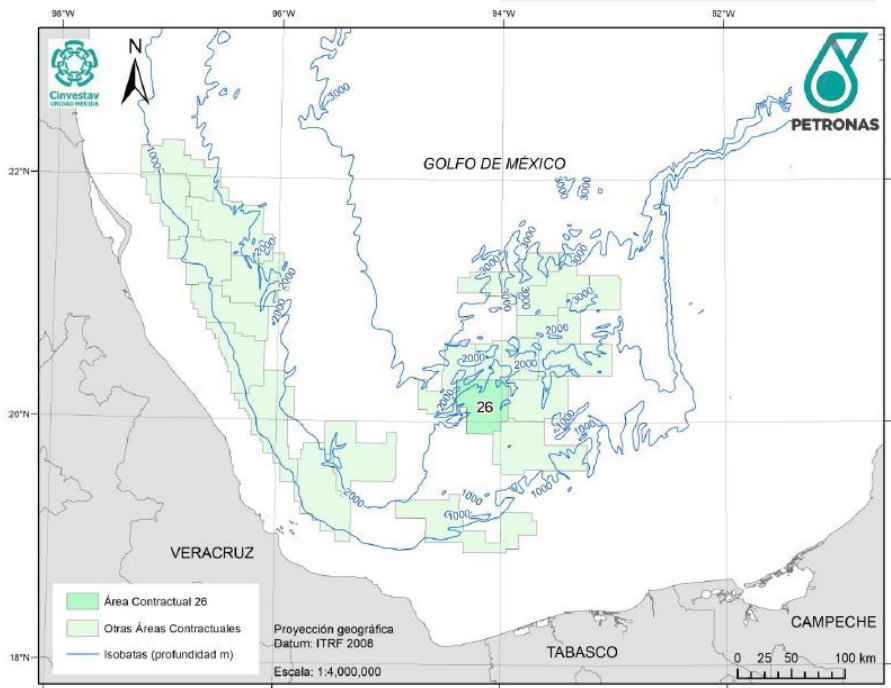


Figura IX-3 Mapa geográfico del Bloque 26 Cuenca Salina de aguas profundas ubicado en el sur del Golfo de México (CNH, 2018)

IX.4.3.2 Limitaciones de la instalación.

Para realizar la delimitación del Sistema Ambiental Regional (SAR), se establece una definición de lo que se entiende por este concepto, con el fin de que sea la base a partir de la cual se establezcan los criterios que permitan definir dicho sistema. En este sentido, se define como sistema ambiental regional, el ámbito espacial que presenta condiciones bióticas y abióticas homogéneas, conformado por una unidad o unidades ambientales interconectadas dentro del cual se encuentra el Proyecto y en donde serán provocados impactos ambientales debido a las obras y/o actividades del Proyecto; se puede entender también como el ámbito espacial que constituye el entorno del Proyecto.

Debido a la complejidad de las interacciones dentro del ecosistema, se requieren establecer criterios objetivos de tipos ambientales; físicos, biológicos y geográficos, así como criterios con base en instrumentos de planeación, tales como ordenamientos, programas de desarrollo urbano, delimitación de áreas naturales protegidas y áreas prioritarias. Todos ellos con relación a la ubicación y al tipo de proyecto que se trate.

Se tomó de referencia para la delimitación del SAR los Criterios para delimitar un sistema ambiental de los Lineamientos que establecen criterios técnicos de aplicación de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente y su Reglamento en Materia de Evaluación de Impacto Ambiental que señala:

Se considera adecuada una delimitación del Sistema Ambiental Regional, que haya utilizado alguno o algunos de los siguientes criterios:

- Unidades de Gestión Ambiental para aquellos proyectos que se ubiquen en una zona regulada por un Ordenamiento Ecológico Territorial.
- Factores sociales, como poblaciones, municipios, etc.
- Usos de suelo y tipos de vegetación.
- Rasgos geomorfológicos.
- Cuencas y microcuencas.
- Usos de suelo permitidos por algún tipo de plan de desarrollo urbano.
- Áreas prioritarias definidas por CONABIO.
- Combinación de los criterios antes señalados para concretar mejor las unidades ambientales propuestas.

Para el caso de este Proyecto, la definición de los límites del sistema ambiental está en función del alcance de afectación del Proyecto sobre los factores del medio ambiente, derivado de lo cual se eligen los criterios y escalas de análisis, de tal manera que reflejen el espacio físico sobre el cual se esperan los impactos ambientales y la influencia del Proyecto.

Para el presente Proyecto se consideró la ubicación del Bloque 26 y su interacción con el Puerto de Coatzacoalcos y Puerto de Dos Bocas.

Para definir la delimitación del Sistema Ambiental Regional (SAR), se sobrepuso la cartografía digital mediante un Sistema de Información Geográfica, esto para identificar coincidencias y continuidades, que reflejen condiciones ambientales homogéneas que conformen unidades ambientales hasta un nivel que refleje el ámbito espacial dentro del cual se ubica el Proyecto.

Con base en lo anterior, tenemos lo siguiente:

De acuerdo a lo encontrado en la cartografía digital se determinó que el mejor criterio para delimitar el **Sistema Ambiental Regional (SAR)** para este Proyecto es el **Programa de Ordenamiento Ecológico Marino y Regional del Golfo de México y Mar Caribe (POEMyRGMyMC)** y la carta de **Geomorfología Marina ((CONABIO, 1990)** también la carta de **Provincias Geológicas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (PEMEX, 2019)** y la delimitación de puertos mediante el uso de imágenes satelitales (**Google Earth**); por lo que el **Sistema Ambiental Regional (SAR)** se delimitó considerando los siguientes instrumentos:

- UGA marina 185.
- Provincia geológica Salina del Istmo.
- Límite de costas.
- Límite de talud continental.

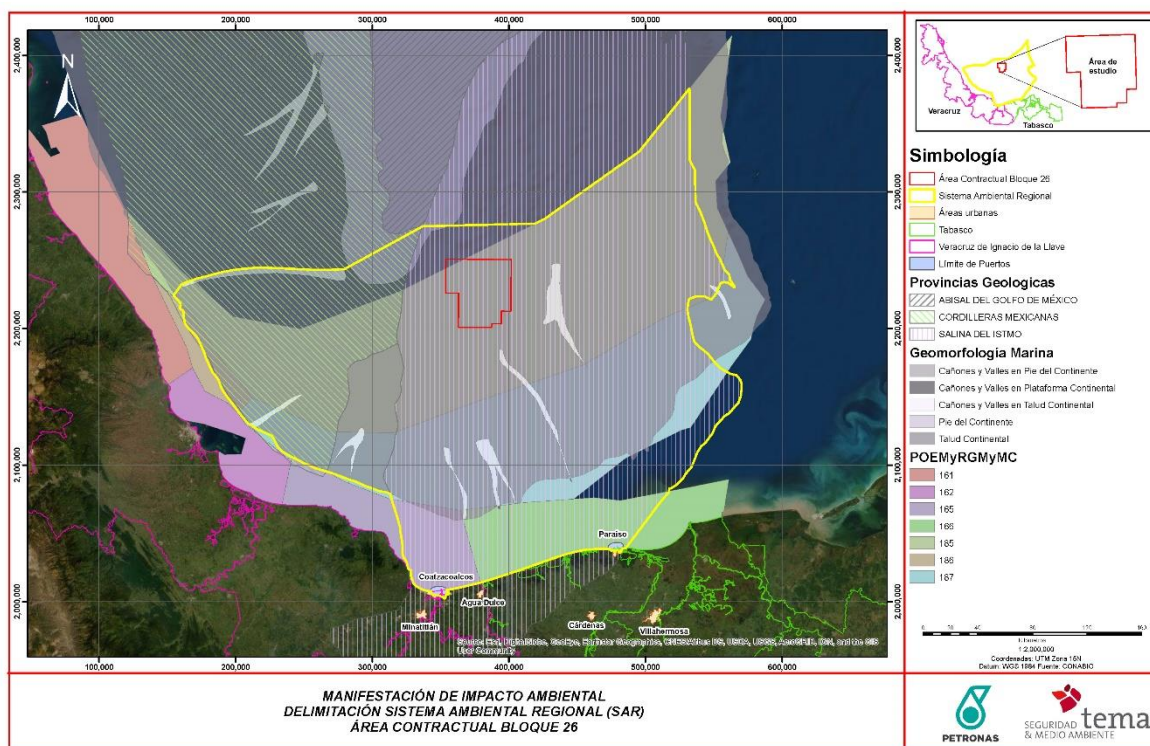


Figura IX-4. Propuesta del SAR del Área Contractual 26.

Fuente: TEMA (2021)

La zona terrestre abarca los municipios de Paraíso en el estado de Tabasco y Coatzacoalcos en el estado de Veracruz. El área y el porcentaje con respecto al SAR de cada municipio se presentan en la Tabla IX-7.

Tabla IX-7. Municipios que abarca el Sistema Ambiental Regional (SAR)

Municipio	Ha	%
Paraíso	1415.24	0.018
Coatzacoalcos	4022.79	0.051

Fuente: TEMA (2021)

IX.4.3.3 Clima.

IX.4.3.3.1 Clima y fenómenos meteorológicos

El SAR se geolocaliza principalmente en el golfo de México, zona donde conviven 2 regiones biogeográficas, Neártica y Neotropical, dentro de los Estados de Tabasco y Veracruz.

Con base a lo antes mencionado, en el SAR se presenta únicamente el clima cálido húmedo con base en la clasificación de Köppen modificada por E. García (2004), este tipo de clima abarca un área de 6,248.48 ha que corresponde a un porcentaje de 0.08 % de área con respecto al SAR. La distribución de los tipos de clima con respecto al SAR se muestra en la Figura IX-5.

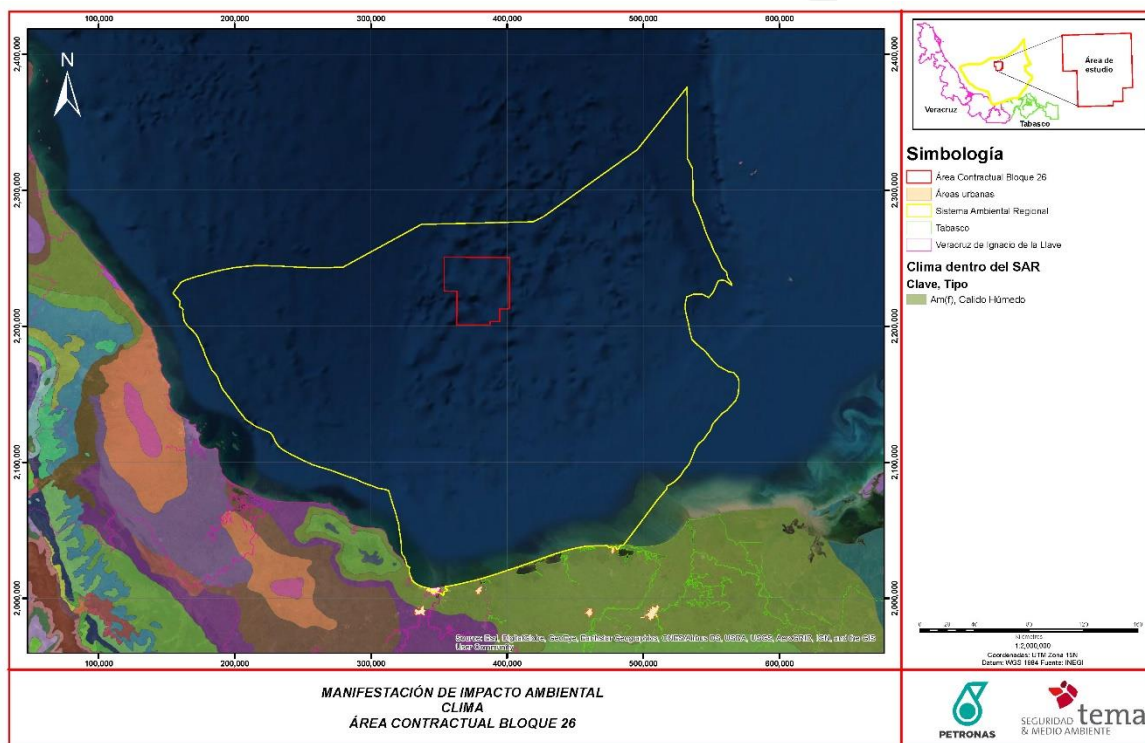


Figura IX-5. Tipos de clima dentro del Sistema Ambiental Regional

Fuente: TEMA (2021)

El Área Contractual 26, se encuentra en una zona marina, por lo que está rodeada de agua, con una extensión de 7,949,771.95 Ha, abarcando un 99.92 % del total del Sistema Ambiental Regional.

La descripción general de los tipos climas se realiza de acuerdo con Köppen modificada por E. García (2004); el cual toma en cuenta la interacción de la vegetación en conjunto con parámetros abióticos como la temperatura, precipitación y su estacionalidad. La clasificación de Köppen divide a los climas del mundo en general (tropical, seco, templado, continental y polar) con la pertinente subdivisión de grupos y a su vez en subtipos de clima. A continuación, se describen las características del clima presente en el SAR:

Cálido Húmedo Am(f): Presente en las pequeñas áreas terrestres que abarca el SAR, con un total del 0.08%. El clima es característico por presentar una temperatura media anual mayor a 22°C y temperatura del mes más frío mayor a 18°C (CONABIO, 1998).

Estaciones meteorológicas

Para llevar a cabo la caracterización regional de la zona del SAR y del Área del Proyecto, se realizó el análisis de las variables meteorológicas obtenidas de la red de estaciones climatológicas de CONAGUA.

La Tabla IX-8 muestra las estaciones consultadas; mientras que en la Figura IX-6, se presenta la ubicación de estas.

Tabla IX-8. Estaciones consultadas para el análisis meteorológico

No.	Clave	Nombre	X	Y	Estado	Municipio	Fuente
1	30456	La Cangrejera	356583	2004543	Veracruz	Coatzacoalcos	CONAGUA
2	27034	Paraíso	477587	2033967	Tabasco	Paraíso	CONAGUA

* Estaciones con datos de Estaciones suspendidas pero que cuentan con datos desde 1951 al 2010.

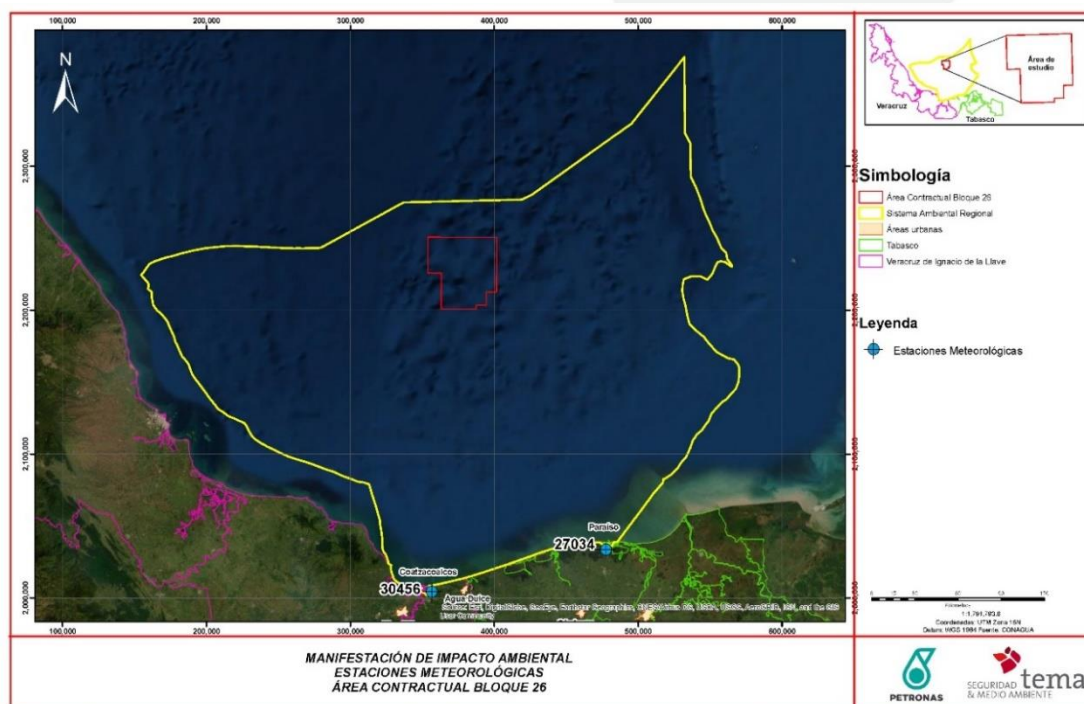


Figura IX-6. Ubicación de estaciones meteorológicas en el SAR.

Fuente: TEMA (2021)

IX.4.3.3.2 Temperatura media

El clima que abarca la parte terrestres del SAR es en su totalidad cálido húmedo. La temperatura media que se presenta en estas zonas del SAR es cálida, de acuerdo con los datos presentados por las estaciones, hasta alcanzar los valores más altos en el mes de mayo y las temperaturas medias más bajas en el mes de enero.

Tabla IX-9. Estaciones meteorológicas

Estación meteorológica	27034 Paraíso	30456 La Cangrejera
Enero	22.6	21.3
Febrero	23.7	22.5
Marzo	26.1	23.9
Abril	27.7	26.1
Mayo	29.3	27.2
Junio	29.0	27.1
Julio	28.7	26.4
Agosto	28.5	26.5
Septiembre	27.7	26.1
Octubre	26.9	25.0
Noviembre	25.4	23.3
Diciembre	23.3	21.6
Promedio	26.6	24.7

Fuente: SMN (2019)

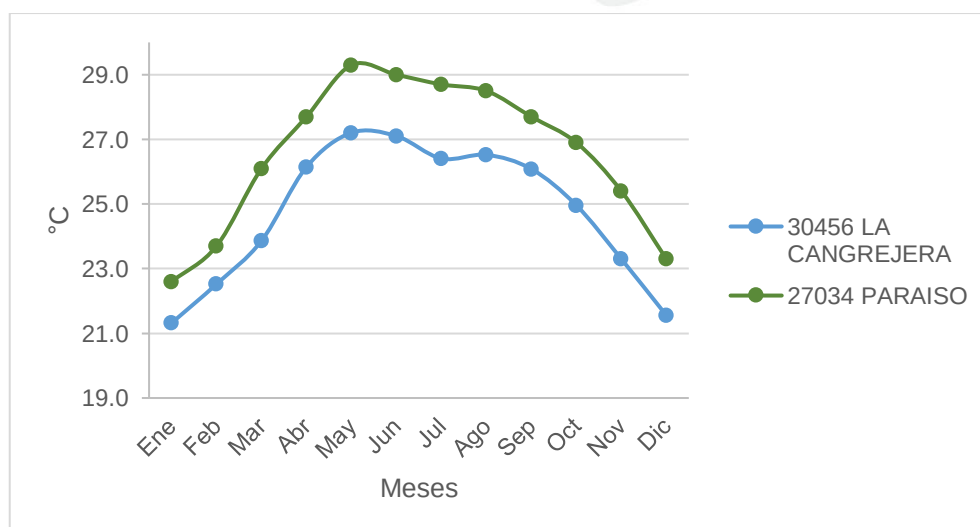


Figura IX-7. Comportamiento de la temperatura media en el año.

Fuente: TEMA (2021)

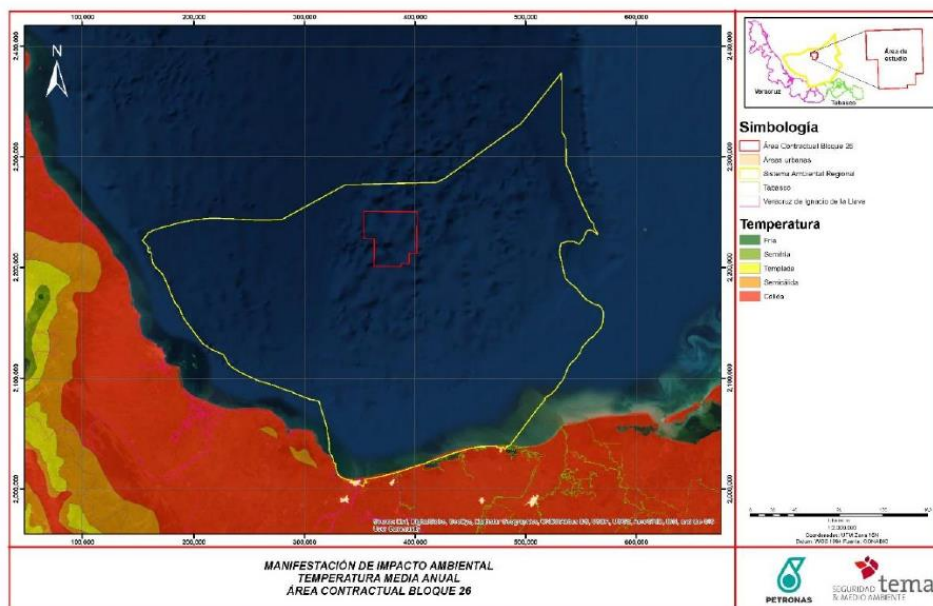


Figura IX-8. Temperatura Media Anual.

Fuente: TEMA (2021)

IX.4.3.3.3 Temperatura mínima

En la Figura IX-9 se puede observar que las temperaturas mínimas registradas concuerdan con lo descrito en el apartado de clima del presente estudio, que oscila entre los 17°C hasta los 24°C, confirmando con esto que el clima es cálido.

La distribución de los datos es similar a la Tabla IX-10. De acuerdo con esto, los meses con menor temperatura son enero y diciembre, considerando estos como temporada invernal, mientras que las mayores temperaturas registradas dentro del promedio de las mínimas son de 20.2 a 21.9 °C, en temporada de finales de primavera y verano (mayo, junio y julio).

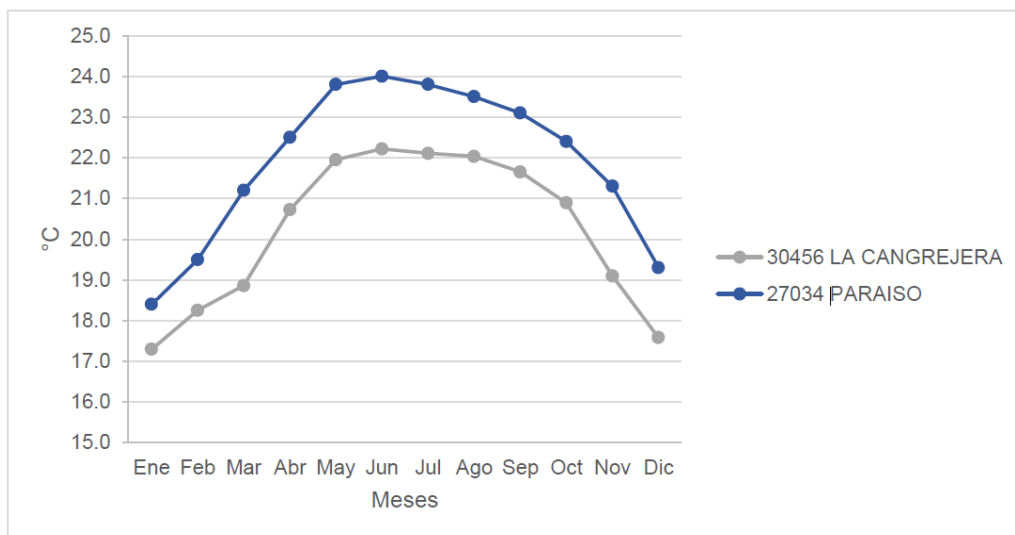


Figura IX-9. Temperatura mínima registrada dentro del SAR

Fuente: TEMA (2021)

Tabla IX-10. Datos de temperatura mínima promedio del SAR

Estación	30456 La Cangrejera	27034 Paraíso
Enero	17.3	18.4
Febrero	18.3	19.5
Marzo	18.9	21.2
Abril	20.7	22.5
Mayo	22.0	23.8
Junio	22.2	24.0
Julio	22.1	23.8
Agosto	22.0	23.5
Septiembre	21.7	23.1
Octubre	20.9	22.4
Noviembre	19.1	21.3
Diciembre	17.6	19.3
Promedio	20.2	21.9

Fuente: SMN (2019)

IX.4.3.3.4 Temperatura máxima

Los valores de temperatura máxima concuerdan con el clima tipo presentado por INEGI (cálido húmedo). Los meses más cálidos son mayo y junio, alcanzando valores de 32 a 34 °C (Figura IX-10 y Tabla IX-11. Datos de temperatura máxima promedio del SAR).

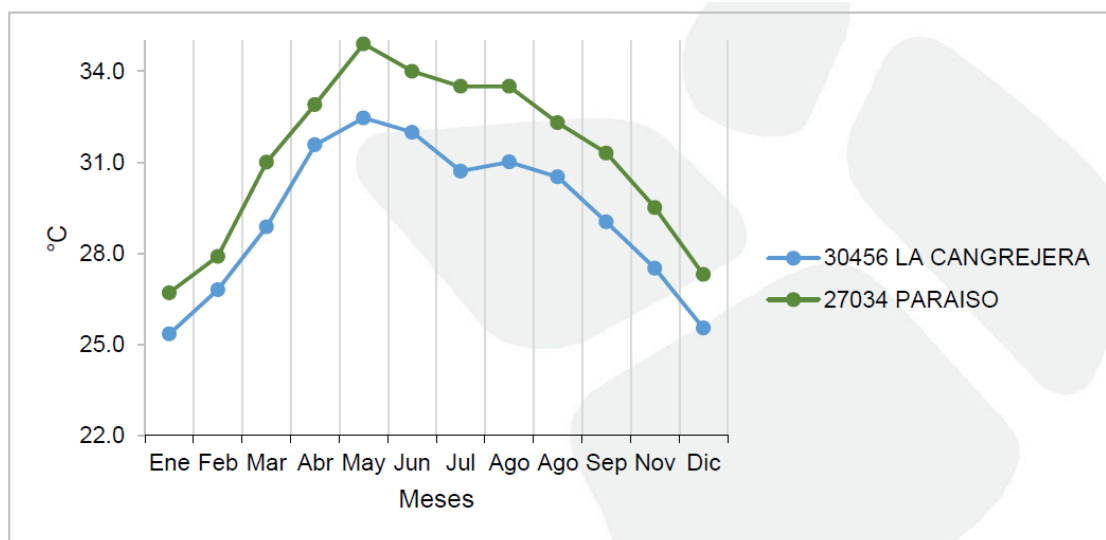


Figura IX-10. Gráfica de Temperatura máxima registrada dentro del SAR

Fuente: TEMA (2021)

Tabla IX-11. Datos de temperatura máxima promedio del SAR

Estación	30456 La Cangrejera	27034 Paraiso
Enero	25.3	26.7
Febrero	26.8	27.9
Marzo	28.9	31.0
Abril	31.6	32.9
Mayo	32.5	34.9
Junio	32.0	34.0
Julio	30.7	33.5
Agosto	31.0	33.5
Septiembre	30.5	32.3
Octubre	29.0	31.3
Noviembre	27.5	29.5
Diciembre	25.5	27.3
Promedio	29.3	31.2

Fuente: TEMA (2021)

IX.4.3.3.5 Precipitación

El clima del SAR es húmedo, lo que significa que 2 terceras partes del año llueve, esto de acuerdo con la clasificación de Köppen establecida en el presente estudio, el cual describe que la

precipitación del mes más seco es de entre 40 a 60 mm de agua, teniendo lluvias en verano e invierno.

En la parte Sur del SAR se encuentra un segmento de la región de los Tuxtlas, Veracruz; que por sus características geomorfológicas y de vegetación tienen un clima húmedo, como se ha descrito en el presente estudio. Aunado a esto se puede observar en la Figura IX-11 que el área de influencia del SAR tiene mayor cantidad de precipitación registrada en esta zona.

Tabla IX-12. Datos de Precipitación media anual para el área del SAR

ESTACIÓN	30456 LA CANGREJERA	27034 PARAISO
Enero	130.2	136.5
Febrero	59.9	93.8
Marzo	62.2	30.8
Abril	34.5	36.5
Mayo	142.7	51.3
Junio	172.0	118.4
Julio	199.8	94.2
Agosto	250.9	146.1
Septiembre	531.9	249.1
Octubre	595.5	320.4
Noviembre	436.3	221.5
Diciembre	215.0	185.8
Promedio	2830.8	1684.4

Fuente: TEMA (2021)

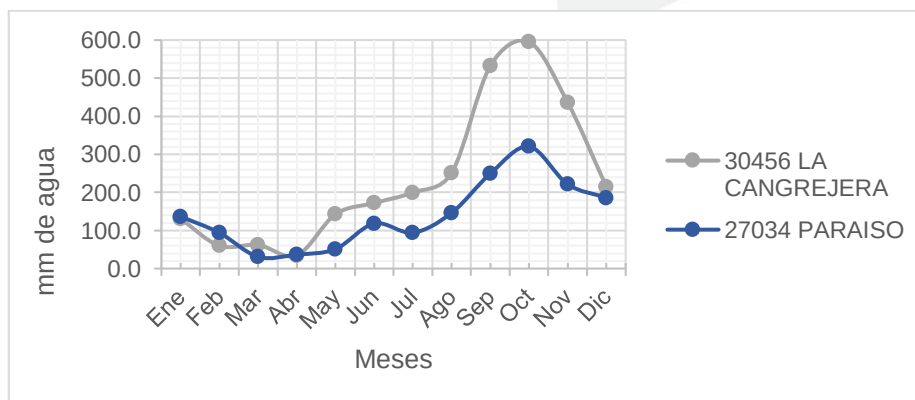


Figura IX-11. Precipitación media registrada en el SAR

Fuente: TEMA (2021)

El periodo del año con más precipitación abarca los meses de agosto a diciembre, siendo octubre el que mayor lámina de lluvia acumula en el año (600 mm). También se observa la presencia de canícula en los meses de abril y mayo, la canícula es un evento climático que sucede durante la

estación de verano y se caracteriza por ser una sequía, es decir una disminución o ausencia de lluvia (IMTA, 2019).

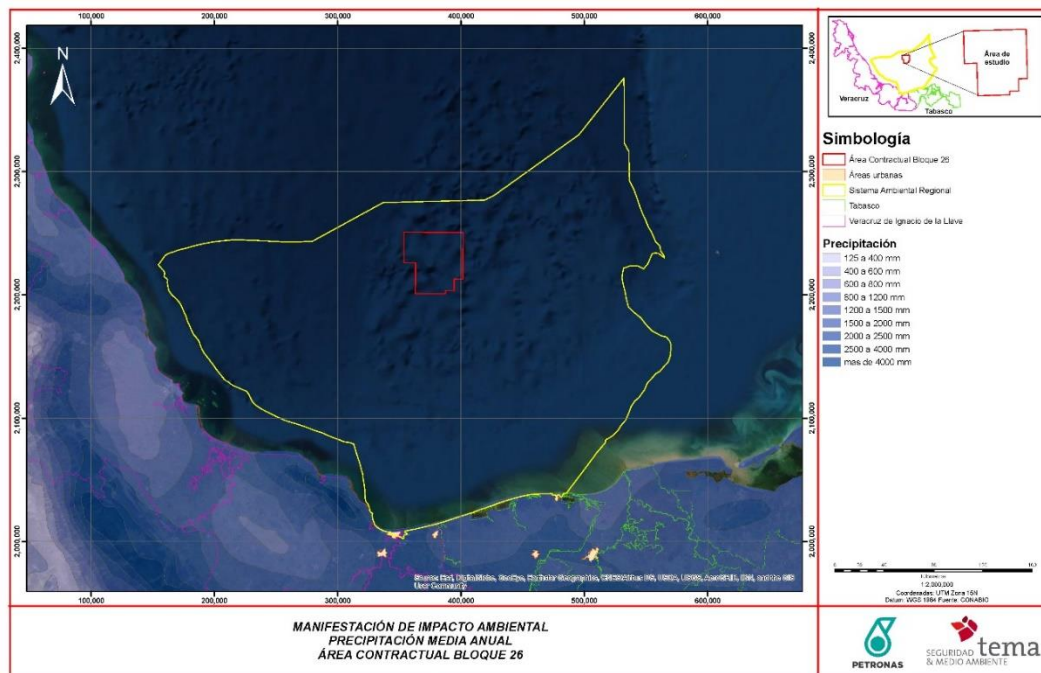


Figura IX-12. Precipitación Media Anual

Fuente: TEMA (2021)

IX.4.3.3.6 Evaporación

La evaporación representa la cantidad de vapor de agua que se desprende de la tierra o vegetación. La Figura IX-13 muestra la distribución de los fenómenos de evaporación en el área terrestre del SAR. Se observa que los picos de evaporación son en mayo, abril y junio.

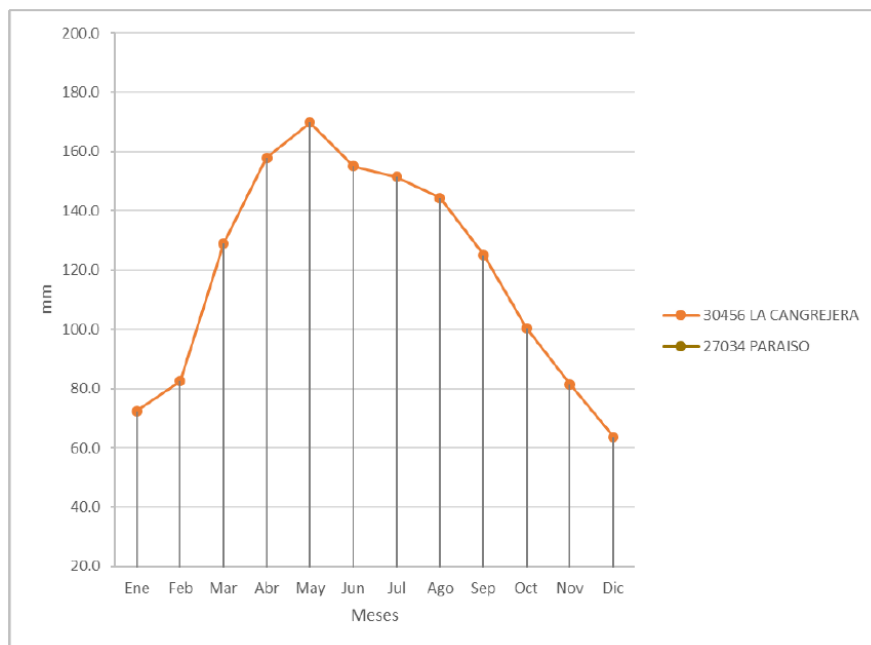


Figura IX-13. Evaporación registrada dentro del SAR

Fuente: TEMA (2021)

IX.4.3.4 Viento.

IX.4.3.4.1 Aire

El viento es el movimiento del aire como resultado de las diferencias de presión atmosférica y temperatura. Entre los factores o condiciones que afectan la dinámica del viento se encuentran la rotación terrestre y la fricción del aire con la superficie terrestre (Inzunza, 2006).

Una variable importante del estudio del aire es el movimiento vertical del viento, en específico cuando asciende, debido a la formación de nubes, que a su vez cuando se añaden otras variables como zonas de baja presión y temperaturas elevadas, se producen fenómenos meteorológicos como los ciclones y tornados.

Uno de los fenómenos atmosféricos que representa al Golfo de México son los Frentes Fríos (FF) o mejor conocidos como Nortes debido de dónde provienen estos vientos. Estos fenómenos comienzan su aparición en la época de otoño y finalizan en la primavera, siendo el invierno la mayor presencia en el incremento de la magnitud del viento. La circulación que se genera en el Golfo de México induce vientos de gran intensidad en dirección norte con una magnitud mayor a los 100 km/h y con descensos de temperatura de 2°C hasta 15°C en un lapso de 24 h llegando a permanecer estas condiciones por un par de semanas. Otra característica asociada a los nortes es

la precipitación debido a la humedad atmosférica y la sobreposición de la masa de aire caliente sobre la del aire frío (Luna, 2016).

Debido a la ubicación del SAR, éste es propenso a la llegada de Frentes Fríos. De acuerdo con el Resumen Anual de Frentes Fríos que afectaron Aguas y Costas Mexicanas (2018 -2019) de la Secretaría de Marina, la temporada de FF comprendió desde mediados de septiembre 2018 hasta mayo 2019 con un total de 60, siendo el FF No. 10 el más intenso de la temporada, impulsado por un anticiclón con centro de 1034 mb con vientos sostenidos de 45.0 nudos (83.3km/h) y olas de 20.0 ft (6.0 m) en el oeste del Golfo de México. La EMAS emplazada en Isla Sacrificios, Veracruz; registró viento sostenido de 42.1 nudos (77.9 km/h) y rachas de 52.7 nudos (97.6 km/h) el 13 de noviembre de 2018 a las 12:00 horas. De los lugares más afectados se menciona al puerto de Tuxpan, Veracruz.

Dentro de la ubicación del SAR se encuentran 5 estaciones meteorológicas del Servicio Meteorológico Nacional las cuales reportan datos característicos de la dinámica del viento. En la Tabla IX-13 se obtuvieron los promedios del lapso de tres meses de dirección del viento con un total de 215.53°, dirección de ráfaga de 182.33°, humedad relativa del 88.77% (que es de esperarse debido a las características regionales y climáticas del SAR), temperatura del aire de 23.22°C, presión atmosférica de 1, 007.33 bar, rapidez de ráfaga de 12.01 km/h y velocidad del viento de 6.45 km/h, la cual es baja para las condiciones y épocas de donde se ubica el SAR, pero esto se puede deber a que es el promedio de 3 meses de datos.

Tabla IX-13. Datos característicos de aire

Estación	Dirección del viento (°)	Dirección de ráfaga (°)	Humedad relativa (%)	Temperatura del aire (°C)	Presión Atmosférica	Rapidez de ráfaga (km/h)	Velocidad del viento (km/h)
La Cangrejera	279	Sin datos	92.89	26.92	1008.39	Sin datos	Sin datos
Paraíso	150.04	151.19	82.66	27.08	1012.19	Sin datos	9.34
Promedio	214.52	151.19	87.775	27	1010.29	Sin datos	9.34

Fuente: TEMA (2021)

Con base en los datos del Servicio Meteorológico Nacional para una estación meteorológica ubicada en el puerto de Paraíso, Tabasco (con datos de recopilación de 90 días) y el programa de determinación WRPLOT de Lakes Environment ®, se elaboró la rosa de vientos que se presenta en la Figura IX-14.

La dirección del viento predominante presenta una dirección NorNoreste (NNE) con velocidades desde los 0.5 m/s hasta, siendo las máximas de 5.7 m/s en esta dirección. En menor proporción

(8%) se encuentra la dirección nor-noroeste (NNO) con una velocidad mayor, llegando hasta los 8.8 m/s. Asimismo, se puede observar un abanico que abarca desde el NNE, Sur hasta el NNO.

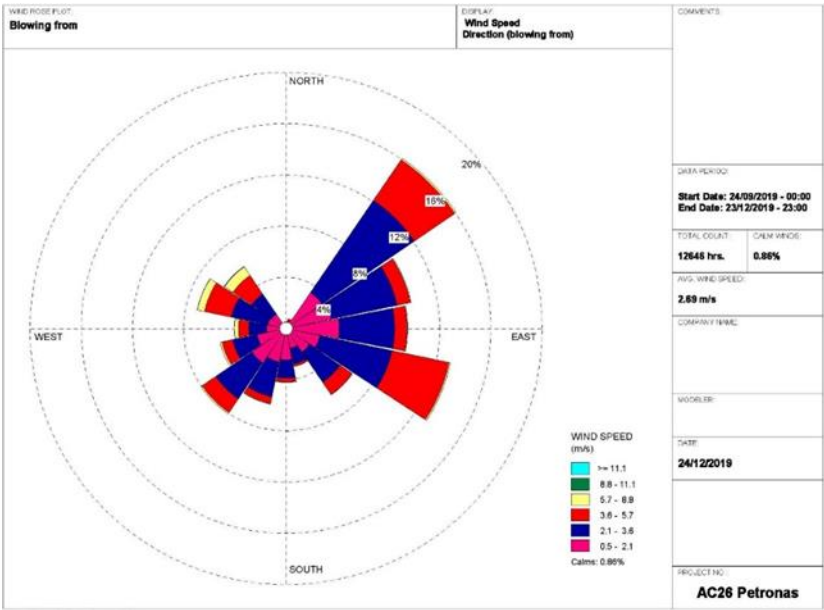


Figura IX-14. Rosa de los vientos del puerto de Paraíso, Tabasco.

Fuente: TEMA (2021)

Con un incremento de aproximadamente el 10% el viento sopla en dirección norte con velocidades desde 5 hasta 40 km/h. En un 20% aproximadamente y con velocidades de hasta 50km/h soplan hacia el Nor- Noroeste (NNO) y un 5% o menos al Nor-Oeste con velocidades máximas de 50 km/h.

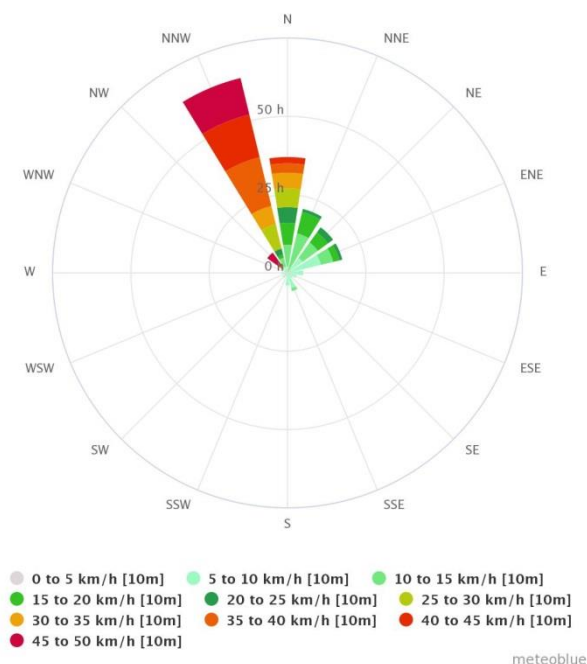


Figura IX-15. Rosa de los vientos del puerto de Coatzacoalcos, Veracruz.

Fuente: Meteoblue (2019).

IX.4.3.4.2 Tormentas

Este tipo de fenómenos se desarrolla en el periodo de 15 de mayo al 30 de noviembre para el Pacífico Nororiental, y del 1 de junio al 30 de noviembre para el Océano Atlántico; siendo los meses de agosto y septiembre, los de mayor recurrencia. Mientras que junio, julio y octubre se comportan de una manera homogénea (CENAPRED-IMTA, 2014).

Un ciclón tropical es una gran masa de aire cálido y húmedo con fuertes vientos que giran en forma de espiral alrededor de una zona de baja presión. Se originan en el mar entre las latitudes 5° a 15°, tanto en el hemisferio norte como en el sur, en la época en que la temperatura del agua es mayor o igual a 26° C. Cuando éstos se ubican en el hemisferio norte, giran en el sentido contrario a las manecillas del reloj (Rosengaus et al. 2002).

Los ciclones tropicales se clasifican de acuerdo con la presión que existe en su centro o a la velocidad de sus vientos en la escala de Saffir-Simpson:

- Depresión tropical: cuando la presión es de 1008 a 1005 mb o velocidad de los vientos menor que 63 km/h.

- Tormenta tropical, cuando la presión va de 1004 a 985 mb o velocidad del viento entre 63 y 118 km/h.
- Huracán, cuando la presión es menor que 984 mb o velocidad del viento mayor que 119 km/h.

Los huracanes y tormentas tropicales se presentan en los meses de junio a octubre y de acuerdo con sus trayectorias, se ha observado que estos fenómenos se acercan poco a las costas deltaicas de Campeche y Tabasco, afectando principalmente las costas de Veracruz y Tamaulipas. Estos fenómenos se forman en la región oriental del océano Atlántico, en donde se generan con mayor potencia y generalmente se dirigen hacia el oeste, penetrando e incidiendo directamente en el Mar Caribe y las costas de Veracruz. El número promedio anual de ciclones tropicales es de 13 (periodo de 1970 a 2017) y la variación estacional en la que se presentan estos fenómenos climáticos, es extensa, iniciándose en junio y terminando en noviembre, siendo septiembre el mes más activo.

En promedio, cada año se tiene un registro de 3.8 ciclones tropicales que impactan el territorio mexicano, de los cuales 1.4 llegan a las costas del Golfo de México y el Caribe. Los huracanes de mayor potencia y recorrido son los que generalmente se dirigen al oeste, penetrando en el Mar Caribe y afectando a Yucatán, Tamaulipas y Veracruz, pero también tienden a recurvar hacia el norte afectando las costas de Estados Unidos, como los huracanes que se han presentado en los últimos años.

Durante la temporada seca la región sur del estado de Tabasco es interrumpida por las precipitaciones de invierno provocadas por los "nortes", estos son grandes masas de aire frío y seco que se desplazan del norte de Estados Unidos de América y sur de Canadá hacia el Mar de las Antillas, a su paso por el Golfo recogen humedad y producen abundantes lluvias en las laderas montañosas que se inclinan hacia él y sobre las regiones sureñas del mismo. Dichos vientos alcanzan velocidades mayores de 40 km/h, se presentan en el lapso comprendido entre octubre y marzo; en diciembre, enero y febrero ocurren con una frecuencia de 3 a 5 por mes.

En la Figura IX-16 se observa un grado bajo de peligro por ciclones, sin embargo, comparando la información con la Tabla IX-14, desde el 2005 se presentaron al menos 4 Huracanes, de baja intensidad, y uno de grado 3, los cuales son altamente catastróficos. En su mayoría se han presentado Tormentas Tropicales con velocidad del viento de por lo menos 65 km/h.

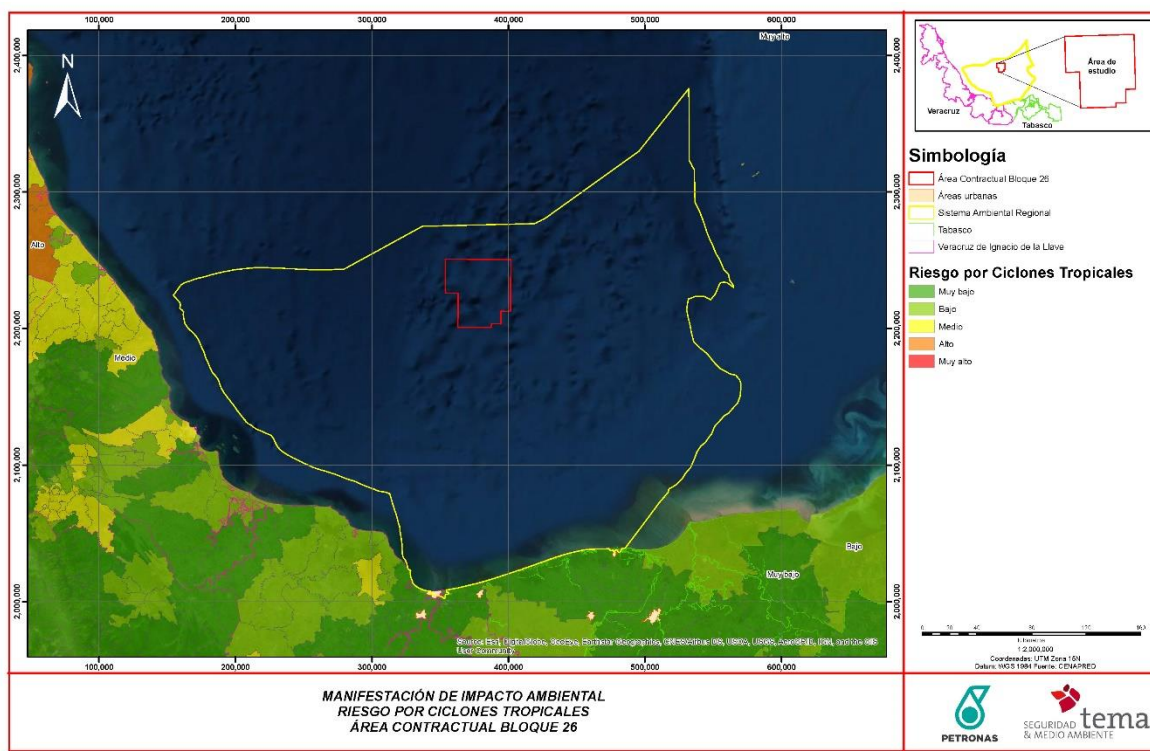


Figura IX-16. Grado de riesgo por ciclones tropicales

Fuente: TEMA (2021)

Tabla IX-14. Ciclones que han impactado al Océano Atlántico (2005-2017).

Año	Nombre	Categoría	Lugar de Entrada a Tierra	Estados Afectados	Periodo	Vientos Máximos Sostenidos km/h
2005	Bret	TT	15 km al sur de Tuxpan, Ver.	Ver., Tamps., SLP. y Hgo.	28-29 junio	65
	Stan	TT	Felipe C. Oto. Qro.	Qroo., Yuc., Ver., Oax., Camp., y Chis.	1-5 octubre	75
	José	TT	10km al sureste de Vega de Alatorre, Ver.	Ver., Pue., Tlax., y Mex. DF.	22-23 agosto	85
	Gert	TT	10 km al sureste de Pánuco, Ver.	Ver., SLP., Tamps. y NL.	23-25 julio	75
2007	Lorenzo	H1	Barra de Tecolutla, Ver.	Ver., Pue., Hgo., Tamps., SLP. y Oax.	25-28 septiembre	155
2008	Marco	TT	Misantla, Ver.	Ver. y SLP	6-7 octubre	65
2010	Karl	H3	sur-suroeste de Puerto Bravo, Qroo; Playa Chachalacas, Ver.	Qroo., Camp., Ver. y Pueb.	14-18 septiembre	195

ESTUDIO

"MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL MODALIDAD
REGIONAL EXPLORACIÓN DEL ÁREA CONTRACTUAL 26"

DOCUMENTO No.:

TEM-MA-ME-B26

PREPARADO: TEMA

FECHA: JUN/21

REV. No. : 0

Año	Nombre	Categoría	Lugar de Entrada a Tierra	Estados Afectados	Periodo	Vientos Máximos Sostenidos km/h
2011	Arlene	TT	Cabo Rojo, Ver.	Ver., Hgo., Pueb., Tab., Chiap., Oax., Tamps., Gro., Mor., Méx. D.F., Tlax., Qro. y Gto.	28-30 junio	100
	Harvey	TT	Sureste estado de Tabasco y a 15 km al oeste-noroeste de Alvarado, Ver.	Tab., Chiap., Ver. y Oax.	18-22 agosto	95
	Nate	TT	25 km al nor-noreste del Puerto de Veracruz.	Ver. e Hgo.	7-11 septiembre	110
2012	Ernesto	H1	Majahual, Quintana Roo	Qroo., Yuc., Camp., Tab., Chiap., Ver., SLP, Hgo., Qro., Gto., Pueb., Tlax., Méx. D.F., Mor., Mich., Gro. y Oax.	1-10 agosto	140
	Helene	TT	Horconcos, Costa norte de Veracruz.	Tab., Ver., SLP, Hgo., Pueb., y Oax.	9-11 y 17-18 agosto	75
2014	Dolly	TT	Al norte de la Laguna Tamiahua, Veracruz	N.L., Tamp., SLP, Gto., Qro., Hgo., Méx., D.F., Mor., Tlax., Pue., Ver., Oax., Tab y Chiap.	1-3 septiembre	105
	Hanna	TT	Sabancuy, Campeche	Pue., Ver., Oax., Chiap., Camp., Yuc. y Qroo.	21-27 octubre	75
2015	Bill	TT	Rio Bravo, Tamp	Tamp.	15-17 junio	85
2016	Colin	TT	Río Lagartos, Yuc.	Qroo., Yuc., Camp., Tab.	5-7 Junio	85
	Danielle	TT	Puerto de Veracruz, Ver.	NL., Tamp., SLPO., Guanajuato., Querétaro, Hidalgo, Edomex., CDMX., Pue., Ver., Guerrero, Oax., Chiapas, Tab., Camp., Yuc., Qroo.	19-21 Junio	75
	Earl	H1	Punta Allen, Qroo.	Camp., Tab., Oax, Qroo., Yuc., Chiapas, Pue., Tlax., Hgo., Queretaro, SLP., Edomex., Mor., Tam., CDMX., Ver.	2-6 Agosto	130
2017	Franklin	TT	Punta Herrero, Qroo.	Yuc., Qroo., Ver., Tam., Hgo., Edomex.	6-10 Agosto	95
	Katia		Rancho Nuevo, Ver.	Ver., Pue.	5-9 Septiembre	165

FUENTE: Servicio Meteorológico Nacional.

DT: Depresión Tropical.

TT: Tormenta Tropical.

H1-5: Huracán y Categoría Alcanzada en la Escala de Intensidad Saffir-Simpson.

IX.4.3.5 Datos Topográficos y Sísmicos.

IX.4.3.5.1 Fisiografía

El estado de Tabasco se conforma por dos provincias fisiográficas, la llanura costera del Golfo Sur (en su mayoría) y las sierras de Chiapas y Guatemala. Con 23, 076.49 km². La subprovincia llanura y pantanos tabasqueños son los que abarcan mayor extensión, teniendo presencia dentro de los municipios de Huimanguillo, Macuspana, Tacotalpa, Teapa y Tenosique (INEGI,2006). El estado también se conforma por llanuras bajas y húmedas de origen aluvial. Del efecto de la acción de los ríos; en la zona de la Chontalpa y parte de los municipios de Centla y Jonuta, existen depresiones pantanosas e inundables, tanto por las avenidas de los ríos, como por las aguas que atraen perturbaciones ciclónicas y abundantes lluvias (SOTOP, 2007).

El estado de Veracruz está conformado por dos extensas planicies (norte y sur), donde se forman los sistemas montañosos de la Sierra Madre Oriental hacia el noroeste, el Eje Neovolcánico hacia el oeste y la Sierra Madre del Sur y Sierra de Chiapas, hacia el sur-sureste. En el caso de las planicies costeras, estas son el 73 % del territorio, el 27% restante lo conforman las regiones montañosas. La planicie del sur comprende las regiones Llanura de Sotavento (de Veracruz a Acayucan), la Sierra de Los Tuxtlas y el Istmo de Tehuantepec, abarcando un rango de altitud que va desde el nivel del mar hasta los 350 m e, incluso, los 1 700 m en la Sierra de Los Tuxtlas (Soto y Geissert, s.f.).

Lo que marca el límite entre las planicies costeras del Altiplano mexicano son las zonas montañosas, siendo la más extensa la sierra Pico de Orizaba–Cofre de Perote, la cual se prolonga por la sierra de Chiconquiaco y el macizo de Palma Sola, hasta la costa del Golfo de México.

En la parte sur del estado, se elevan sierras de 1 000 a 2 000 m de altitud y mesetas con cuevas, de 200 a 1 000 m de altitud, al igual que la Sierra de Los Tuxtlas, donde su máxima altura se alcanza en el Volcán de San Martín con 1 700 msnm.

Como bien ya se mencionó, los estados de Tabasco y Veracruz comprenden la Llanura Costera del Golfo Sur, en el caso del SAR este se encuentra dentro de tal llanura (Figura IX-17). Las subprovincias a las que pertenece el SAR son la llanura costera Veracruzana, Llanura Costera Veracruzana, Llanuras y pantanos Tabasqueños y la Sierra de los Tuxtlas.

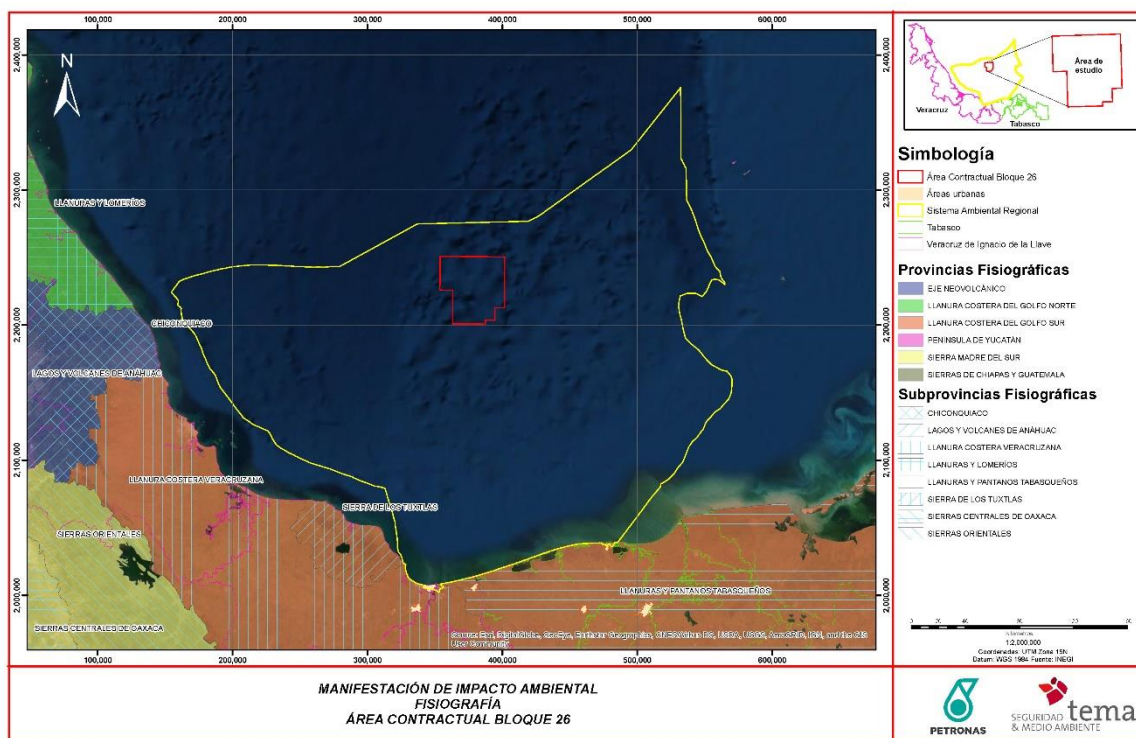


Figura IX-17. Provincias y subprovincias fisiográficas

Fuente: TEMA (2021)

Llanura Costera del Golfo Sur. Comprende las regiones costeras de Veracruz y Tabasco, y se localiza en la vertiente de la parte baja de la Sierra Madre Oriental donde abundan suelos profundos formados por materiales depositados por los ríos (que en este caso son los más caudalosos de México) Grijalva, el Usumacinta, el Coatzacoalcos y el Papaloapan. Al norte de Chiapas. En el estado de Veracruz, el terreno se escalona hacia la costa en forma de cuesta, mientras que en el sur del estado y en Tabasco, la superficie es cada vez más plana donde se tienen grandes zonas inundables con abundancia de pantanos permanentes. La sierra de los Tuxtlas, de origen volcánico, interrumpe el paisaje de esta provincia sobre la costa. Es de destacar también el lago de Catemaco, enorme caldera volcánica de entre 9 y 10 km de diámetro (INECC,2007).

Llanura Costera Veracruzana. Esta subprovincia fisiográfica se distingue por la presencia de lomeríos suaves, ubicados al este y noroeste, en una mayor extensión se identifican llanuras con sistemas lagunares permanentes los cuales ocupan extensas superficies. Los rasgos fisiográficos más representativos del acuífero son las zonas de llanuras inundables, barras, dunas, llanuras costeras con dunas y en el extremo oriental, lomeríos suaves con llanos asociados. Los rasgos

fisiográficos se caracterizan por una topografía relativamente plana con alturas menores a los 50 metros sobre el nivel del mar, que disminuyen suavemente hacia el este hasta la línea de costa, formando la Llanura Costera. Además de estos rasgos fisiográficos, existe una zona de dunas de poca altura ubicadas al noroeste del Puerto de Veracruz (CONAGUA, 2015).

Llanuras y Pantanos Tabasqueños. Tiene una extensión de 23, 076.49 km², de los cuales comprende principalmente en los municipios de Huimanguillo, Tacotalpa, Teapa y Tenosique. La llanura costera está formada por aluvión que arrastran los caudalosos ríos Papaloapan, Coatzacoalcos, Grijalva y Usumacinta. En la parte central de esta subprovincia existe la unión de las cuencas bajas de los ríos Grijalva y Usumacinta, estos aportan cerca del 27% de los recursos hidrológicos de México.

Las formas características son llanuras aluviales y costeras inundables con lomeríos (menores a los 35 msnm). Dentro de esta subprovincia existen zonas inundables con pantanos y algunos lagos pertenecientes al río Usumacinta, abarcando grandes extensiones en el oeste del estado. En el oriente del puerto de Coatzacoalcos y la región de Villahermosa se presentan zonas de lomeríos depósitos de aluviones de poca elevación (INEGI,1986).

Sierra de los Tuxtlas. La subprovincia de la Planicie costera de Veracruz, que a su vez se encuentra al sur de la provincia de la Planicie costera del Golfo de México, comprende la llanura de Sotavento, Los Tuxtlas (extensión de 3,682 km²) y el Istmo, con una superficie equivalente al 46.8% del estado, caracterizándose por planicies bajas, lomeríos y sierras aisladas. Estas geoformas abarcan un rango altitudinal desde los 350 hasta los 1, 700 msnm en la sierra de los Tuxtlas. La zona es recorrida por varios ríos (Papaloapan, Grijalva, Usumacinta y Tonalá). La planicie colinda al noroeste con el Cinturón Neovolcánico Transversal y la Sierra Madre del Sur, y al sur con las Montañas de Chiapas (Geissert, 1999).

Dentro de la Sierra se comprenden las laderas del volcán Santa Marta (1, 700 m de altitud) y las del San Martín Pajapan (1, 250 m de altitud), ubicado al sureste del primero, estas son topoformas disecadas, donde abundan conos y derrames basálticos, que en ocasiones tienen actividad volcánica.

En la subprovincia fisiográfica de la Sierra de los Tuxtlas se ubica el acuífero Sierra de San Andrés Tuxtla definen dos grandes elevaciones cuyas secciones casi circulares cubren superficies de unos 1,500 km² en la parte poniente de la provincia y unos 2,000 km² en la porción oriental, definiéndose entre ellas el Lago de Catemaco. Presenta laderas tendidas en el oeste, escarpadas en el este y asociada siempre con lomeríos. Sobre la costa y hacia el sur, en la parte central de Los Tuxtlas, existen las grandes calderas gemelas de Sontecomapan y Catemaco. La mayor parte

del resto de la zona es de lomeríos, conformados por diversos tipos de materiales basálticos, asociados con cañadas (CONAGUA, 2015).

IX.4.3.5.2 Edafología

EL SAR se ubica en una gran extensión terreno donde la variedad de vegetación natural y la geomorfología (incluso actividades antropogénicas), han dado pie a que se presenten varios tipos de suelo. De acuerdo con la carta edafológica escala 1:250 000 (INEGI, 2014), en el SAR se encuentran 6 subtipos de suelo, los cuales pueden ser clasificados con base a las propiedades de sus horizontes en 4 tipos de suelo.

De los principales suelos que se presentan dentro del SAR, el tipo Regosol éutrico se encuentra con mayor proporción sumando aproximadamente el 0.040 % del total, tal como se muestra en la Figura IX-18 con una extensión de aproximadamente 3,190.49 Ha de todo lo que comprende el SAR. En segundo lugar, se tiene al Gleysol con 1,752.39 Ha. En tercer lugar, se encuentra la zona poblada con sólo 0.13% (1,044.97 Ha), el Cambisol Ferrálico en cuarto lugar el cual abarca 0.06 % (451.30 Ha), mientras que el resto de los tipos de suelo representan menos del 0.001% del total del SAR (Tabla IX-15).

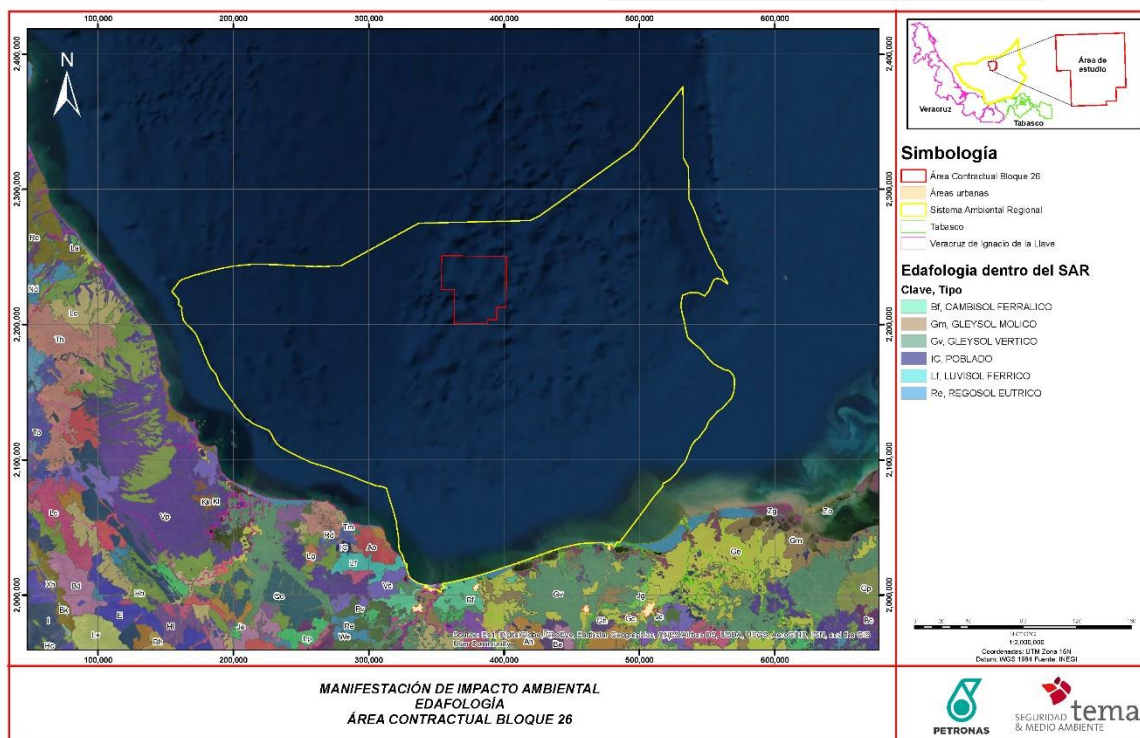


Figura IX-18. Edafología

Fuente: TEMA (2021)

Tabla IX-15. Superficie que ocupan los tipos de suelo dentro del SAR

Tipo de suelo	Ha	%
Regosol Éutrico	3,190.49	0.040
Gleysol Mólico	1,317.70	0.017
Poblado	1,044.97	0.013
Cambisol Ferrálico	451.30	0.006
Gleysol Vértico	434.70	0.005
Luvisol Férrico	43.89	0.001
Total	6,483.04	0.082

Fuente: TEMA (2021)

A continuación, se describen los 4 tipos de suelo presentes en el SAR:

Cambisol. Son suelos jóvenes, poco desarrollados, que se encuentran en cualquier tipo de vegetación y clímax, excepto en zonas áridas. Se caracterizan por presentar en el subsuelo una capa con terrones que presentan vestigios del tipo roca subyacente y que además puede tener pequeñas acumulaciones de arcilla carbonato de calcio, fierro o manganeso. También pertenecen a esta unidad algunos suelos muy delgados que están colocados directamente encima de un tepetate. Son muy abundantes, se destinan a muchos usos y sus rendimientos son variables pues dependen del clima donde se encuentre el suelo. El horizonte calcáreo indica la presencia de calcio entre los 20 y 50 cm desde la superficie.

Sus principales limitaciones están asociadas a la topografía, bajo espesor, pedregosidad o bajo contenido en bases; por lo que son considerados de moderada a alta susceptibilidad a la erosión.

Gleysol. Son suelos que se saturan de agua, lo que hace que desarrollen un patrón de color gléyico, siendo su horizonte diagnóstico. Debido a que se encuentran sumergidos durante la mayor parte del tiempo, pueden presentar un alto contenido de materia orgánica humificada. No obstante, en el caso de esta zona y por su proximidad a la costa, la materia orgánica no se acumula debido al arrastre con los eventos de marea alta, así como de precipitación máxima; ello también sugiere que estos suelos presentan acumulaciones de salitre. En este caso, la clasificación Gleysol eútrico, es característica por ser rico o muy rico en nutrientes o bases (Ca, Mg, K, Na), al menos en alguna parte entre los 50 cm de profundidad.

Hay que considerar que, debido a su condición predominantemente arcillosa, presenten serios problemas de inundación durante épocas de intensa precipitación; esto se ve aumentado considerando que este suelo se ubica a lo largo de la línea costera del SAR, por lo que la vegetación que sustenta se conforma por plantas que soportan condiciones de hidro-morfismo. (INEGI, 2004).

Luvisol. Se consideran como suelos minerales muy débilmente desarrollados con materiales no consolidados. Son suelos muy someros y tampoco son muy ricos en gravas o con materiales fúlvicos. Su distribución regularmente se asocia a tierras erosionadas, particularmente en áreas áridas y semiáridas y en terrenos montañosos.

De acuerdo con el subtipo Calcárico con el que se clasifica, éste suelo se encuentra enriquecido con carbonatos (cal), menor al 15 % en alguna parte entre 50 cm de profundidad. Esta condición provoca una consecuente sequedad y dureza del suelo, lo cual es desfavorable para la germinación y el establecimiento de plantas. Además, el agua, al no poder penetrar en el suelo corre por la superficie provocando erosión (SEMARNAT, 2016).

Regosol. Los Regosoles forman un grupo remanente taxonómico que contiene todos los suelos que no pudieron acomodarse en alguno de los otros GSR. En la práctica, los Regosoles son suelos minerales muy débilmente desarrollados en materiales no consolidados que no tienen un horizonte mólico o úmblico, no son muy someros ni muy ricos en gravas (Leptosoles), arenosos (Arenosoles) o con materiales flúvicos (Fluvisoles). Los Regosoles están extendidos en tierras erosionadas, particularmente en áreas áridas y semiáridas y en terrenos montañosos. El material parental es material no consolidado de grano fino, y se ubican en todas las zonas climáticas sin permafrost y todas las alturas. Los Regosoles son particularmente comunes en áreas áridas (incluyendo el trópico seco) y en regiones montañosas. El desarrollo del perfil se presenta sin horizontes de diagnóstico, es mínimo como consecuencia de edad joven y/o lenta formación del suelo, e.g. debido a la aridez.

IX.4.3.5.3 Geología

De acuerdo con lo escrito el Programa Estatal de Desarrollo Urbano 2007 del estado de Tabasco, el desarrollo histórico-geológico del territorio tabasqueño, está determinado por eventos estratigráficos y estructurales del Mesozoico y Cenozoico; lo que ha dado lugar a la base petrológica sobre la que se ha configurado el actual paisaje del estado.

Los factores geológicos que han influido en el modelado del relieve de esta entidad son: el tectonismo en sus fases de plegamiento y dislocación del paquete rocoso, que se manifiesta en las sierras de Chiapas y Guatemala; y el relleno de cuencas marinas y lacustres con aportes de materiales terrestres, transportados por una compleja red de corrientes superficiales, en la llanura Costera.

Los depósitos del Cuaternario son los más extensos en la llanura Costera del Golfo, entre ellos destacan los palustres, los aluviales, los litorales y los lacustres.

Tabasco no cuenta con una tradición minera debido a las condiciones físicas de su territorio que, en su mayor parte, está constituido por rocas sedimentarias marinas y continentales, no reúnen las condiciones para el desarrollo de procesos de explotación económica. Sin embargo, la industria de la construcción aprovecha algunos de los bancos calcáreos para explotar la caliza y producir cal hidratada, que se utiliza en grandes cantidades para la construcción de los principales centros de población de esta entidad, así como de los estados vecinos.

En cuanto al Programa Estatal de Desarrollo Urbano del estado de Veracruz, la información referente a la geología de éste menciona que el área, en la cual se asienta la zona conurbada, está conformada por una estructura sedimentaria fluvial – marina cuyo subsuelo se caracteriza por afloramientos recientes del periodo cuaternario.

En el fondo marino la capa de arena es sumamente profunda alcanzando de 12 a 14 metros a una distancia de 200 metros de la línea costera. Frente a la costa se extiende una pequeña parte de la plataforma continental interna de aproximadamente 25 millas cuadradas de la que sobresalen ocho arrecifes coralinos: La Blanquilla, La Gallega, Galleguilla, Anegada de Adentro, Isla de Sacrificios, Isla Verde, Pájaros y Hornos. Se aprecia otra franja arrecifal ubicada frente a Antón Lizardo. La morfología y orientación del sistema arrecifal de Veracruz es resultado de la dirección de llegada de las olas.

Asimismo, al Norponiente del asentamiento se presenta un área cuyo origen geológico se ubica en el del periodo Terciario de la era Cenozoica, caracterizado por subsuelo basado en un conglomerado de rocas y Vulcanos sedimentarias.

En Veracruz se encuentran depósitos de calizas del Cretácico superior Ks(cz), Conglomerado del Cuaternario Q(cg) y Q(s) suelo del cuaternario, así como Ts(cg), conglomerados del Terciario superior y Q(ar-cg), areniscas y conglomerados del Cuaternario (PDUEV, 2017).

El 0.078% del área total del SAR está representado por diversas unidades litológicas, las cuales abarcan los estados de Tabasco y Veracruz con una extensión de 6,242.52 Ha. En primer lugar se encuentra el suelo representando el 0.069 % con una extensión de 5,464.12 Ha, posteriormente se encuentran presentes unidades de areniscas las cuales cubren el 0.010 % es decir 772.71 Ha y finalmente se pueden encontrar rocas ígneas extrusivas intermedias representando el 0.0001 % con un área de 5.68 Ha (Figura IX-19 y Tabla IX-16).

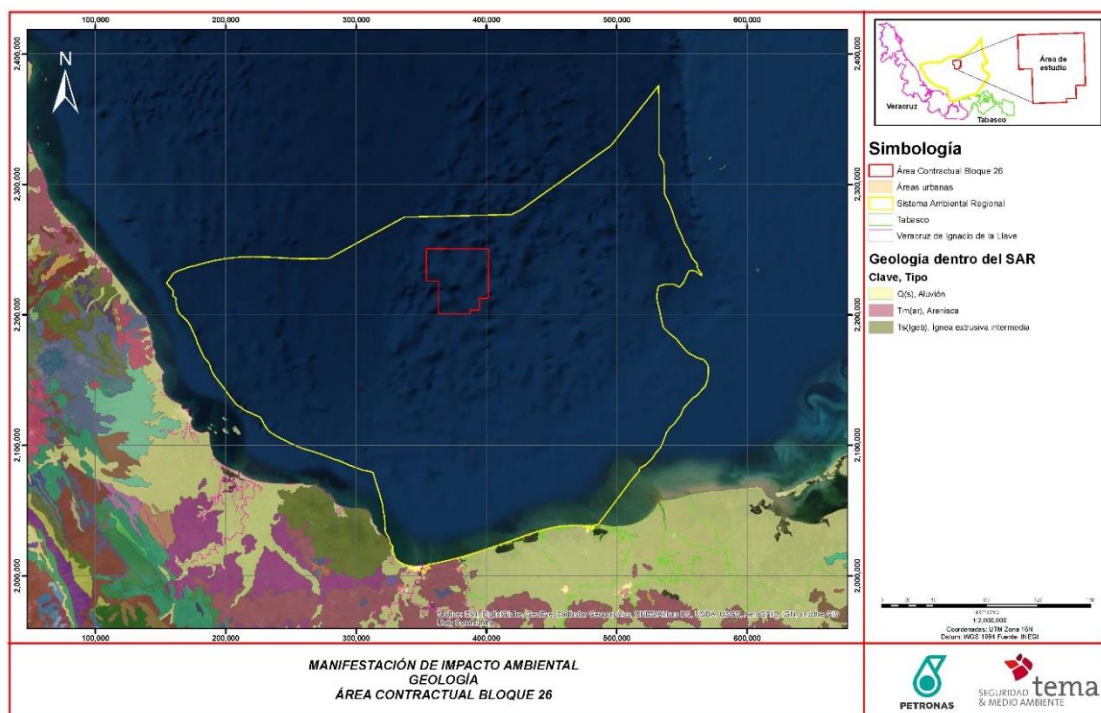


Figura IX-19. Geología

Fuente: TEMA (2021)

Tabla IX-16. Superficie que ocupan las unidades litológicas dentro del SAR

Unidades litológicas	Ha	%
Suelo	5,464.12	0.0687
Arenisca	772.71	0.0097
Ígnea extrusiva intermedia	5.68	0.0001
Total	6,242.52	0.0785

Fuente: TEMA (2021)

A continuación, se da una breve descripción de las principales unidades que se desarrollan en el SAR.

Arenisca. Son rocas sedimentarias las cuales son el resultado de la consolidación y diagénesis de la acumulación de arena.

Ígnea extrusiva intermedia. Se originan a partir de la solidificación de una masa incandescente (magma) que se emplaza a través de la corteza terrestre -intrusiva- o que surge por medio de

conductos (lava) y extruye en la superficie -extrusiva-. Este tipo de rocas también son formadas por la acumulación y consolidación de lava.

Suelo. El suelo es la mayor proporción de terreno del SAR, tal como lo muestra la Figura IX-19; los tipos presentes dentro del SAR son el Regosol Éutrico, Gleysol y Cambisol, los cuales están mostrados en la Tabla IX-16.

IX.4.3.5.4 Provincias geológicas

Una provincia geológica es toda parte cartografiable de la superficie sólida del planeta, de centenares a millones de kilómetros cuadrados de extensión, caracterizada por sus rocas, por su estructura y por una secuencia de eventos tal que integre una historia evolutiva singular diferente a la de las áreas adyacentes, de las cuales está separada por límites estratigráficos, tectónicos o por ambos.

En la Figura IX-20 se presentan las provincias geológicas a las que pertenece el SAR, siendo Salina del Istmo la de mayor proporción al centro del SAR, al oeste se encuentra la provincia Cinturón Plegado Catemaco, Cordilleras Mexicanas y Cinturón Extensional Quetzalcóatl.

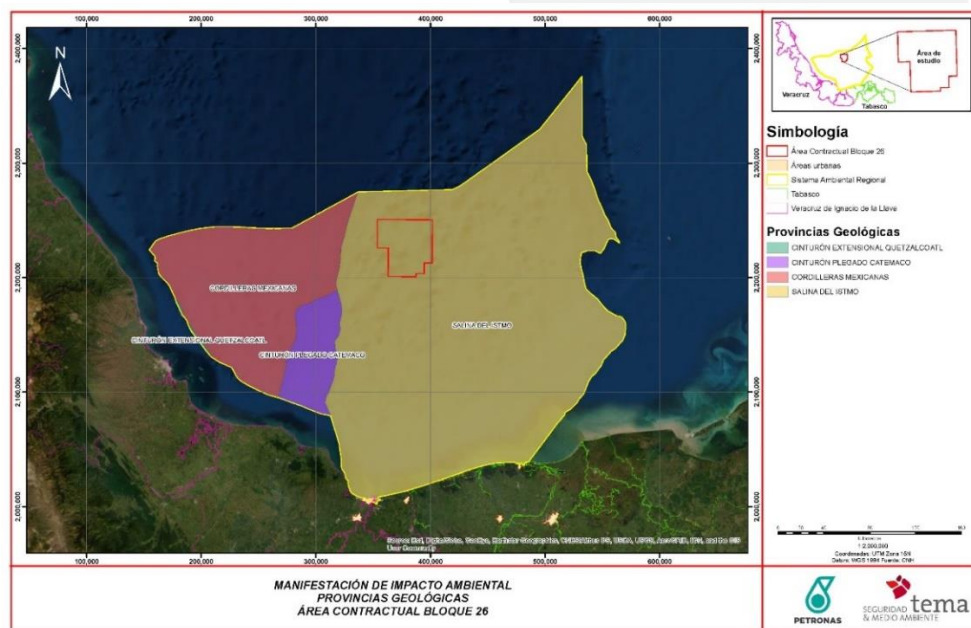


Figura IX-20. Provincias geológicas

Fuente: TEMA (2021)

La Cuenca Salina del Istmo: Se presentan areniscas deltaicas, barras costeras y turbidíticas del Mioceno y Plioceno que conforman trampas estructurales, estratigráficas y combinadas asociadas a estructuras extensionales y deformación salina. Los hidrocarburos se encuentran principalmente en areniscas del Mioceno y del Plioceno. Comprende desde el frente de la Sierra de Chiapas en el sur hasta la isóbata de 500 m al norte, limitando al oeste con la Cuenca de Veracruz y al este con el Pilar Reforma-Akal. Esta provincia incluye a la Cuenca de Comalcalco, asociada en su origen con una fuerte carga de sedimentos y evacuación de sal. Las rocas mesozoicas y paleógenas están afectadas ya sea por plegamiento y fallamiento o por rotación de capas en los pedestales de los diapiros salinos; en el Terciario se presentan estructuras de tipo domo asociadas a masas salinas, fallas lítricas con inclinación al noroeste que afectan incluso hasta el Mesozoico y fallas lítricas contra-regionales.

Cinturón Plegado Catemaco: Esta provincia se localiza al norte del Complejo Volcánico de los Tuxtlas, en la porción marina profunda. Es un cinturón deformado con pliegues asimétricos con orientación noreste-suroeste y vergencia al noroeste, afectados por fallas inversas y cabalgaduras que despegan de superficies ubicadas en la base del Paleoceno y el Eoceno. De acuerdo con las secuencias de acumulados en una zona de extensión asociada a la deformación del Cenozoico, este sistema plegado se formó durante el Mioceno Medio-Tardío, contemporáneo a la deformación Chiapaneca y por la orientación de sus ejes parece estar influenciado por el colapso gravitacional del Neógeno. Estos eventos tectónicos estructuraron la columna sedimentaria cenozoica que contiene areniscas de canales y abanicos submarinos en la sección del Oligoceno al Mioceno Superior, formando trampas estructurales y combinadas. Los recientes descubrimientos en el área han corroborado la presencia de gas en trampas neógenas y se postula que en trampas más antiguas pueda existir la presencia de aceite ligero.

Cordilleras Mexicanas: Se localiza al oriente de la plataforma continental del Golfo de México, frente a la costa de los estados de Veracruz y Tamaulipas. En esta zona, se formó un amplio cinturón plegado, desde la parte Sur de la Provincia Salina del Bravo hasta el Sur del Golfo de México. Se extiende a lo largo de 500 km y cubre cerca de 70,000 km² con tirantes de agua de entre 1,000 y 3,000 m, generado como respuesta a la extensión gravitacional desarrollada desde el Sur de la Cuenca de Burgos y la Cuenca Tampico - Misantla. Se compone de anticlinales simétricos, con leve vergencia hacia el oriente, alargados y angostos. El sistema combinado extensión-compresión de la Provincia Geológica de Cordilleras Mexicanas se transmite a través de más de una superficie de despegue principal dentro del Paleógeno, así como también superficies de despegue secundarias dentro de la secuencia Terciaria. Las estructuras están presentes principalmente en la serie sedimentaria Terciaria, en particular del Mioceno al Reciente. Los

pliegues más jóvenes y de mayor amplitud se localizan hacia la parte central de las Cordilleras Mexicanas.

Cinturón Plegado Catemaco: Se ubica en tierra en el sur del estado de Veracruz, se extiende en la plataforma y talud continental del Golfo de México. Esta provincia está formada por rocas sedimentarias del Terciario formando pliegues de orientación preferencial noreste-suroeste. Esta deformación se asocia al evento Chiapaneco del Mioceno medio y tardío.

Cinturón Extensional Quetzalcóatl: Ubicada frente a los estados de Veracruz y Tamaulipas, entre la plataforma y talud continental del Golfo de México. Esta provincia se caracteriza por sistemas extensionales de fallas lístricas que afectan las rocas sedimentarias del Terciario.

IX.4.3.5.5 Provincia petrolera

Una provincia petrolera es un área donde ocurren cantidades comerciales de petróleo o en la que se ha identificado condiciones favorables para la acumulación de hidrocarburos, por lo general en una cuenca sedimentaria (PEMEX, 2013).

En el SAR se presentan 3 provincias petroleras, la de mayor extensión es la del Golfo de México Profundo, seguida por la provincia del Sureste y en menor proporción se encuentra la de Veracruz (Figura IX-21).



La Provincia Petrolera Golfo de México Profundo corresponde a la porción central del Golfo, limitada por la isobata de 500 m y el límite de la Zona Económica Exclusiva de México en el Golfo de México. En los últimos años se han realizados trabajos exploratorios para evaluar el potencial petrolero del área, desde estudios regionales hasta la perforación de pozos exploratorios en áreas estratégicas. Con base en estos estudios se han identificado en la región seis provincias con características geológicas distintivas.

Las Cuencas del Sureste evolucionan dentro de un margen pasivo, desde la apertura del Golfo de México en el Jurásico Medio, la instalación y extensión de plataformas de sedimentación carbonatada durante el Cretácico, hasta las condiciones de cuenca subsidente de tipo antefosa que termina con el cierre y colmatación sedimentaria al final del Neógeno.

La provincia petrolera Cuencas del Sureste está localizada en la Planicie Costera del Golfo de México y la Plataforma Continental del sureste de México, incluye una porción terrestre y una marina de aguas someras limitada al norte por la isóbata de 500 m de profundidad; al sur con la línea de costa, al occidente con la Cuenca de Veracruz y al este con la Plataforma de Yucatán.

Las Cuencas del Sureste es el área más prolífica como productora de aceite a nivel nacional. Las actividades exploratorias iniciaron en el año 1979. En los últimos 30 años se han perforado más de 300 pozos exploratorios que han hecho posible el descubrimiento, evaluación y la producción de yacimientos de hidrocarburos en el Cretácico carbonatado y en el Terciario clástico de la columna sedimentaria.

La Figura IX-22 representa el marco estratigráfico general de aguas profundas. La columna estratigráfica de la zona va desde el Jurásico Medio hasta el Pleistoceno.

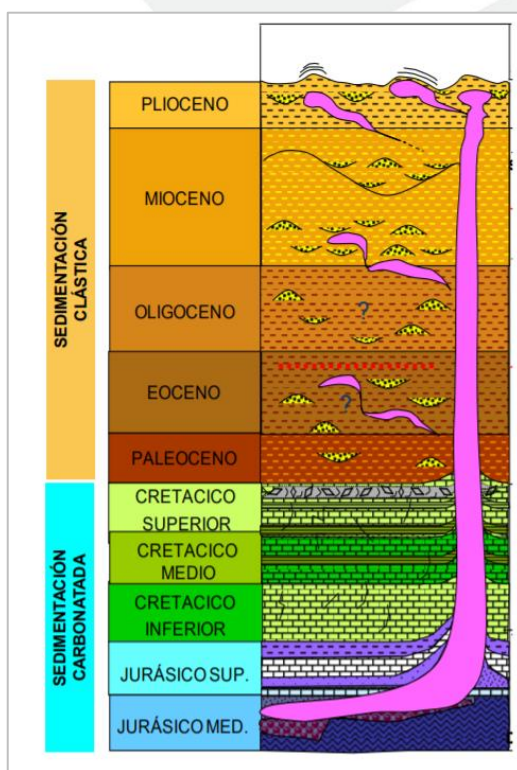


Figura IX-22. Marco estratigráfico general

Fuente: CNH (2015)

Paleozoico.

Esta secuencia representa el "Basamento económico" constituido por rocas sedimentarias continentales (lechos rojos) del Paleozoico Medio y de un basamento más antiguo cristalino y metamórfico similar al reportado en Chiapas.

Cima del Jurásico Medio.

Está caracterizado por el depósito de sal asociado a la apertura del Golfo de México. Durante el Calloviano y al inicio del Oxfordiano, las condiciones marinas se extendieron paulatinamente a través de la cuenca.

Oxfordiano

Los sedimentos consisten de clásticos marinos someros, evaporitas y carbonatos ricos en materia orgánica cuya distribución no ha sido precisada.

Kimmeridgiano

Las condiciones marinas continuaron avanzando en el Kimmeridgiano. Estos depósitos están representados por importantes espesores de rocas carbonatadas y terrígenas que, en algunos lugares de la cuenca, gradúan a carbonatos de bancos oolíticos parcialmente dolomitizados.

Titoniano

Durante el Tithoniano, ocurrió la máxima transgresión marina, relacionada con los eventos anóxicos del Jurásico Superior registrado mundialmente. Se depositan una mezcla de terrígenos finos y carbonatos laminados y sin bioturbación, muy ricos en materia orgánica.

Cretácico

El desarrollo de una margen pasiva durante el Cretácico se encuentra representado por carbonatos de cuenca en la mayor parte del sector y de talud y pie de talud en la parte oriental, con pedernal e intercalaciones de horizontes de calizas arcillosas bentónicas. Para finales del Cretácico se registra una caída del nivel del mar lo que propició el depósito de escombros y flujos turbidíticos en el talud continental en el margen oriental, actualmente representados por dolomías, calizas arcillosas y brechas dolomitizadas.

Paleógeno

Al inicio del Cenozoico, el cambio de régimen tectónico de la cuenca, de margen pasiva a cuenca foreland origina un cambio notable en la sedimentación representado por el contraste litológico entre los carbonatos del Cretácico y la potente columna de terrígenos del Terciario.

Neógeno

Los terrígenos rellenaron la cuenca y están representados principalmente por intercalaciones de areniscas principalmente turbidíticas y lutitas. No existen evidencias contundentes acerca de erosiones importantes en esta área.

IX.4.3.5.6 Geología Marina

El Golfo de México es una región marítima del Océano Atlántico. Corresponde a un sistema semicerrado con una entrada de agua oceánica por el Mar Caribe a través del Canal de Yucatán, con una profundidad de 1, 900 m aproximadamente, mientras que la salida al Océano Atlántico se encuentra ubicado en el Estrecho de la Florida, entre la Península de Florida y la Isla de Cuba, en donde la profundidad es de 1, 000 m menor; aunque la parte más profunda puede llegar a los 3, 700 m, y los 200 m en la plataforma continental. Las plataformas más extensas son las que se encuentran al norte de la Península de Yucatán, al oeste de la Península de Florida y al sur de los Estados de Texas y Louisiana. Tectónicamente, se ubica en la placa de Norteamérica.

Los vientos tienen gran importancia en la mezcla vertical del Golfo de México. En el invierno los nortes y en el verano las tormentas tropicales y los huracanes, hacen más profunda la capa mezclada, incorporando nutrientes a la zona fótica.

El SAR comprende la plataforma de Tamaulipas y Veracruz, la cual tiene mucho intercambio con la plataforma de Texas y está fuertemente afectada por los remolinos que interactúan con el talud, principalmente en la plataforma externa. La influencia de los remolinos es mayor en la zona de Tamaulipas.

Una Curva de Nivel Batimétrica es la línea imaginaria que une puntos con la misma profundidad con respecto al nivel de bajamar para las áreas marinas y el nivel de rebosamiento para los cuerpos de aguas interiores en la configuración de su batimetría.

Con base a la Geomorfología Marina descrita en la Carta Batimétrica Internacional del Mar Caribe y Golfo de México, se observa que, en el SAR está delimitado, las condiciones batimétricas no varían drásticamente.

La Figura IX-23, muestra la batimetría dentro del área contemplada para el SAR.

En ella se observa que el SAR tiene una profundidad que va de los 20 a los 3,000 m. En cuanto al Área Contractual 26, la batimetría va de un rango de baja profundidad en el talud continental, desde los 1,600 m en la parte central hasta los 2,200 metros de profundidad en la parte Norte.

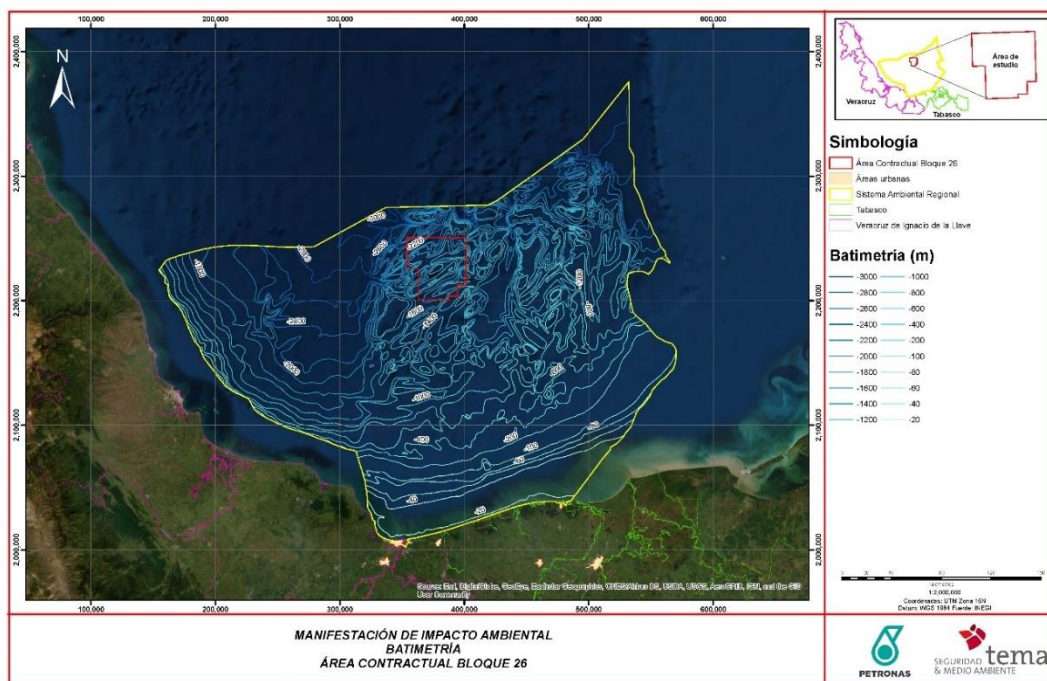


Figura IX-23. Batimetría

Fuente: TEMA (2021)

Geomorfología marina

El SAR se ubica en su mayoría en el área que pertenece al talud continental, en este no hay presencia de Crestas, dorsales o trincheras, pero si existe cañones y valles submarino; el Área Contractual 26 queda dentro del talud continental.

Entre los rasgos más interesantes se encuentran los cañones submarinos, semejantes a los valles profundos que cortan las montañas. Nacen en la plataforma continental y muchas veces son una continuación de los cauces de los ríos de la tierra firme. Poseen afluentes pequeños, de unos 1 000 m de longitud y corte vertical de hasta 20 m. Por los fondos de los cañones escurren corrientes esporádicas a manera de ríos submarinos con una alta saturación de sedimentos, son las corrientes de turbiedad (Lugo, 1996).

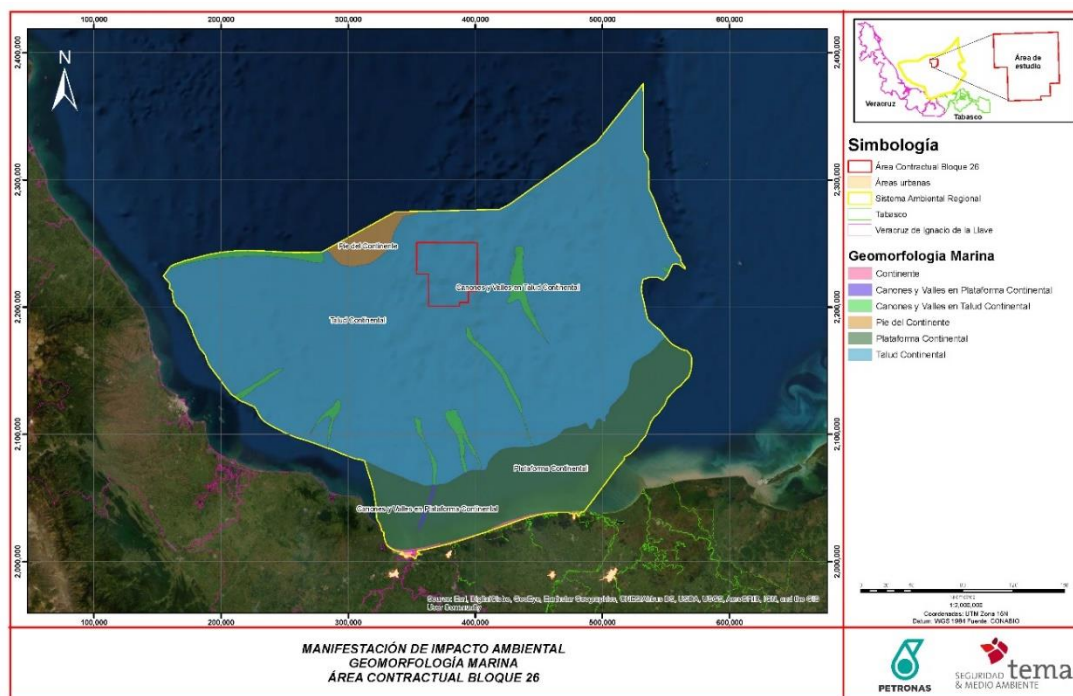


Figura IX-24. Morfología marina

Fuente: TEMA (2021)

Sistema de Transporte Litoral

Las playas del Golfo de México, en la región en donde se ubica el SAR, son principalmente sitios de sedimentación, los cuales se agrupan principalmente en tres bandas paralelas a la costa del Golfo de México: 1. la que está en la zona litoral, 2. la zona de avance y retroceso del nivel del mar y 3. la existencia antigua de desembocaduras de ríos; la distribución de sedimentos en el Golfo de México se muestra en la Figura IX-25.

La extensión marina de la Cuenca Tabasco-Campeche se asocia con la orogenia del Paleozoico Tardío, durante la cual se formaron cuencas y bahías hacia la costa. En el Cretácico se depositaron clastos carbonatados y terrígenos, predominando los carbonatos hacia el Este.

La estructura de la plataforma es compleja y marcada por largos pliegues paralelos al límite externo de la plataforma continental relacionados con los movimientos verticales de la sal a través de los sedimentos suprayacentes.

El tipo de sedimentos del Litoral en el SAR se modifica conforme se avanza hacia el este del Golfo de México. En la zona profunda, los lodos terrígenos son el sedimento dominante y en la Península, las arenas carbonatadas son las que dominan. Existen dos zonas de arenas carbonatadas pequeñas en los extremos NO y NE (Figura IX-25). El comportamiento de los

resultados de materia orgánica es errático; no obstante, se infiere el que deba ser alto pues esta zona tiene una alta influencia continental ya que recibe la carga de los ríos que desembocan ahí.

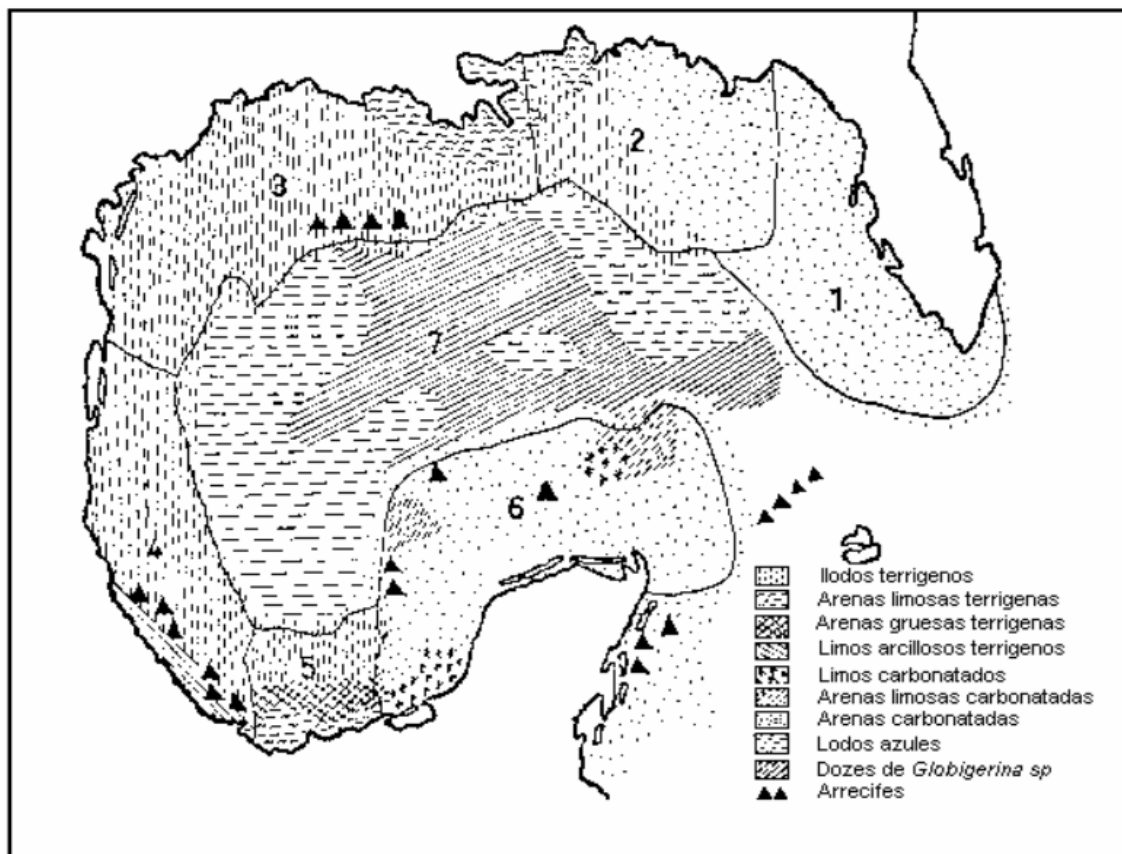


Figura IX-25. Sedimentos y transporte de los sedimentos

Fuente: PETRONAS (2019)

IX.4.3.5.7 Sismicidad

La Figura IX-26 muestra la regionalización sísmica de la República Mexicana. En ella incluye cuatro zonas (A, B, C y D), que indican las regiones de menor a mayor peligro, así como la frecuencia a la que están expuestas.



Figura IX-26. Regionalización Sísmica de la República Mexicana

Fuente: Manual de diseño de Obras Civiles (Diseño por Sismo) CFE (2008)

De acuerdo a lo anterior mencionado, los estados de Veracruz y Tabasco se ubican dentro de la zona peni-sísmica (Zona B) o de sismos poco frecuentes con baja vulnerabilidad de carácter catastrófico (Figura IX-26).

Geológicamente la zona del SAR se encuentra en la zona sísmica B, de menor frecuencia con aceleración de terreno menor al 70% de gravedad (Figura IX-26), la cual presenta una gran estabilidad por lo que la recurrencia de sismos con magnitud de entre 3 y 6 grados en la escala de Richter es de uno cada 3 a 4 años, siendo muy espaciados en el tiempo y de mínimas consecuencias para la población e infraestructura de la localidad.

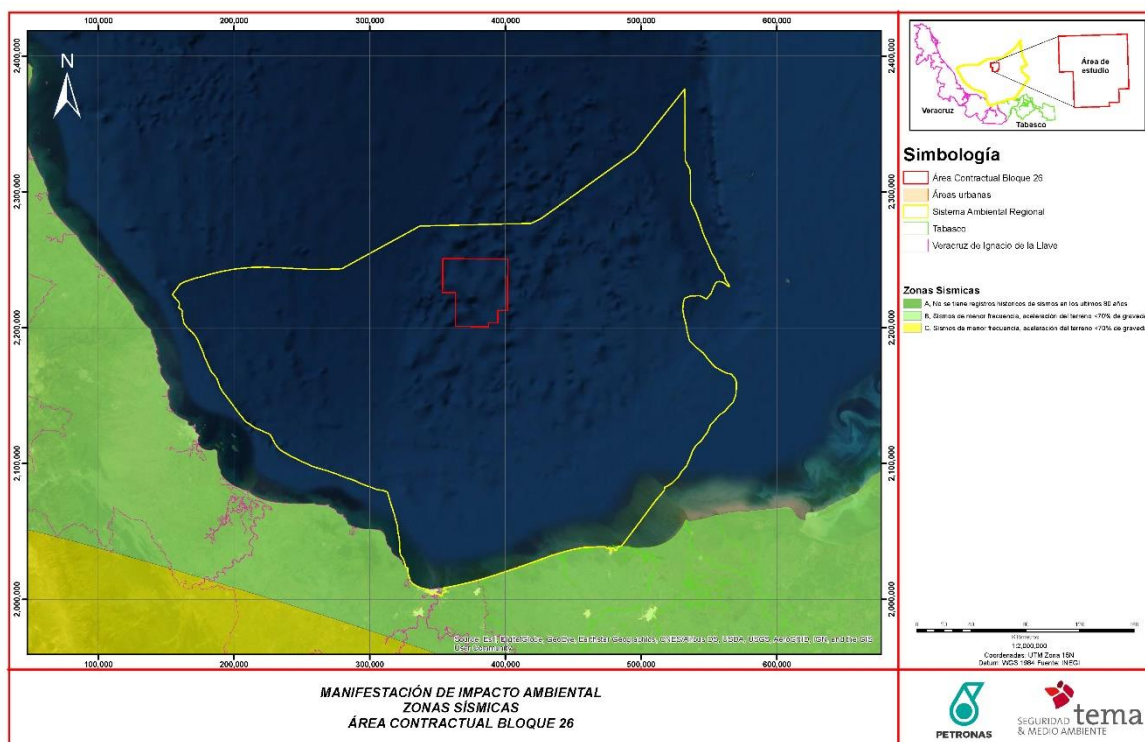


Figura IX-27. Zonas sísmicas dentro del SAR

Fuente: TEMA (2021)

En la Tabla IX-17 se muestran los registros del Servicio Sismológico Nacional dentro de un periodo de 10 años (2009 al 2019), los cuales presentan una magnitud “baja” desde 3 a 4.9 en la escala de Richter. El sismológico ha reportado sismos mayores a una magnitud de 5.5 los cuales son considerados como sismos fuertes. Dentro de sus reportes se pueden notar algunos en el estado de Veracruz, pero que no están cercanos a la región del SAR, en el caso de Tabasco no se encontraron datos del estado para el reporte mencionado.

Se identificaron registros de sismos en los municipios de San Andrés Tuxtla, Agua Dulce en Catemaco, Coatzacoalcos, Comalcalco, Jalpa de Méndez, Paraíso y Huimanguillo. En el resto de los municipios a los que pertenece el SAR no se encuentran mencionados.

En cuanto a la mayor presencia de sismos anual, los años 2016, 2017 y 2019 presentaron más de 10 registros de sismos, siendo el 2019 con 15 datos, el que presentó mayor número de sismos contabilizados.

Tabla IX-17. Datos de sismos presentados en los municipios que comprenden el SAR en un periodo de 10 años (2009 -2019)

Fecha	Hora	Magnitud	Latitud	Longitud	Profundidad	Referencia de localización
15/09/2015	13:35:23	3.9	18.186	-94.073	101.7	10 km al NORESTE de AGUA DULCE, VER
22/08/2016	17:12:39	3.7	18.051	-94.142	15.4	10 km al SUR de AGUA DULCE, VER
17/05/2018	02:01:43	3.8	18.101	-94.517	15	10 km al SUROESTE de COATZACOALCOS, VER
17/07/2015	06:22:46	4.2	18.344	-93.127	4.4	11 km al SURESTE de PARAISO, TAB
08/03/2019	05:07:04	4	18.386	-95.368	15	11 km al SUROESTE de SGO TUXTLA, VER
11/02/2013	06:39:07	4.2	21.497	-96.469	16.1	114 km al NORESTE de TUXPAM DE RGZ CANO, VER
27/07/2016	02:34:13	3.8	18.417	-93.097	15	12 km al ESTE de PARAISO, TAB
08/10/2010	16:22:27	4	18.2	-94.53	20	12 km al NOROESTE de COATZACOALCOS, VER
09/02/2017	23:38:16	3.6	18.128	-94.55	16.1	12 km al OESTE de COATZACOALCOS, VER
11/02/2017	04:48:34	3.9	18.334	-93.121	4	12 km al SURESTE de PARAISO, TAB
12/08/2019	11:36:12	4.1	18.42	-93.09	5	13 km al ESTE de PARAISO, TAB
24/04/2009	04:01:26	4.1	18.17	-94.55	49	13 km al NOROESTE de COATZACOALCOS, VER
18/01/2012	13:55:52	4.9	18.238	-94.496	48	13 km al NOROESTE de COATZACOALCOS, VER
17/01/2019	23:41:03	3.7	18.187	-94.551	16.1	13 km al NOROESTE de COATZACOALCOS, VER
10/03/2019	01:26:48	3.5	18.13	-94.555	20	13 km al OESTE de COATZACOALCOS, VER
03/01/2016	18:32:54	3.8	18.391	-93.333	18.5	13 km al OESTE de PARAISO, TAB
20/03/2015	16:29:26	4	19.407	-94.349	20	136 km al NORESTE de CATEMACO, VER
03/09/2013	07:06:51	3.8	18.35	-93.335	64.2	14 km al SUROESTE de PARAISO, TAB
08/03/2011	13:09:36	4.2	18.16	-94.58	34	15 km al OESTE de COATZACOALCOS, VER
11/10/2019	04:25:42	3.8	18.2	-94.57	16	16 km al NOROESTE de COATZACOALCOS, VER
03/09/2017	12:23:43	4.1	18.32	-93.032	59.6	16 km al NORTE de JALPA DE MENDEZ, TAB
06/01/2019	08:35:41	3.9	18.322	-93.04	5	16 km al NORTE de JALPA DE MENDEZ, TAB
10/01/2016	11:10:50	4.1	18.284	-92.955	10	17 km al NORESTE de JALPA DE MENDEZ, TAB
08/12/2016	04:53:40	3.8	18.201	-94.586	16.1	17 km al NOROESTE de COATZACOALCOS, VER

ESTUDIO

"MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL MODALIDAD
REGIONAL EXPLORACIÓN DEL ÁREA CONTRACTUAL 26"

DOCUMENTO No.:

TEM-MA-ME-B26

PREPARADO: TEMA

FECHA: JUN/21

REV. No. : 0

Fecha	Hora	Magnitud	Latitud	Longitud	Profundidad	Referencia de localización
17/01/2017	12:13:34	3.8	18.168	-94.597	28.2	17 km al OESTE de COATZACOALCOS, VER
29/01/2016	22:56:53	4.6	18.305	-95.296	33.1	17 km al SUR de SGO TUXTLA, VER
02/04/2019	09:00:27	3.8	18.338	-95.41	35.2	18 km al SUROESTE de SGO TUXTLA, VER
01/06/2009	06:21:26	4	18.34	-93.03	132	19 km al NORTE de JALPA DE MENDEZ, TAB
24/10/2016	22:59:13	3.7	18.137	-94.418	25	2 km al ESTE de COATZACOALCOS, VER
04/02/2014	14:52:16	3.9	18.158	-94.437	39.8	2 km al NORTE de COATZACOALCOS, VER
15/09/2019	15:44:25	3.5	18.18	-93.97	15	20 km al ESTE de AGUA DULCE, VER
18/03/2015	12:49:00	4.1	18.239	-94.587	35.1	20 km al NOROESTE de COATZACOALCOS, VER
02/09/2017	01:30:51	3.9	18.24	-94.586	37.6	20 km al NOROESTE de COATZACOALCOS, VER
30/11/2012	12:39:20	4	18.25	-94.592	22.5	21 km al NOROESTE de COATZACOALCOS, VER
07/09/2016	04:11:19	3.7	18.247	-93.423	15	21 km al OESTE de COMALCALCO, TAB
19/04/2017	00:19:01	3.8	18.446	-93.015	10	22 km al ESTE de PARAISO, TAB
16/10/2016	13:30:16	3.8	18.216	-94.622	25.9	22 km al NOROESTE de COATZACOALCOS, VER
21/05/2018	15:26:15	3.5	18.231	-94.616	13.6	22 km al NOROESTE de COATZACOALCOS, VER
16/07/2015	00:18:52	3.9	18.405	-92.993	82	23 km al ESTE de PARAISO, TAB
12/09/2018	00:25:20	3.5	18.245	-94.623	15	23 km al NOROESTE de COATZACOALCOS, VER
30/05/2016	21:08:32	4.2	17.617	-93.398	7.6	23 km al SUR de HUIMANGUILLO, TAB
18/05/2017	00:07:07	3.9	18.281	-93.977	16.1	24 km al NORESTE de AGUA DULCE, VER
05/01/2017	13:01:25	3.9	18.181	-95.297	48.8	24 km al NORESTE de J RODRIGUEZ CLARA, VER
17/01/2018	03:33:47	3.4	18.33	-94.252	37.2	24 km al NOROESTE de AGUA DULCE, VER
27/10/2014	07:40:25	3.9	18.278	-94.604	43.1	24 km al NOROESTE de COATZACOALCOS, VER
13/03/2017	01:43:42	3.8	18.234	-94.637	25.2	24 km al NOROESTE de COATZACOALCOS, VER
14/08/2018	06:16:43	4.1	18.293	-94.596	35.8	24 km al NOROESTE de COATZACOALCOS, VER
11/11/2018	08:48:54	3.2	18.338	-94.525	15.8	24 km al NOROESTE de COATZACOALCOS, VER
30/01/2017	15:05:26	3.8	18.245	-95.305	12	24 km al SUR de SGO TUXTLA, VER
10/01/2018	12:58:36	3.7	18.381	-94.878	5	25 km al ESTE de CATEMACO, VER

Fecha	Hora	Magnitud	Latitud	Longitud	Profundidad	Referencia de localización
24/02/2017	01:49:00	3.5	18.193	-95.068	20	25 km al SUR de CATEMACO, VER
15/08/2016	16:36:19	3.3	19.396	-96.728	5	25 km al SURESTE de COATEPEC, VER
14/01/2018	18:23:41	3.8	18.291	-94.891	7.8	27 km al SURESTE de CATEMACO, VER
20/07/2019	11:29:38	4	18.3	-94.67	12	30 km al NOROESTE de COATZACOALCOS, VER
23/01/2015	02:38:02	3.8	17.886	-93.685	62.6	32 km al OESTE de HUIMANGUILLO, TAB
27/06/2017	23:31:22	3.2	18.295	-94.839	19.9	32 km al SURESTE de CATEMACO, VER
26/02/2019	23:09:12	3.9	17.686	-93.725	22	39 km al SUROESTE de HUIMANGUILLO, TAB
26/10/2018	01:13:07	3.5	18.114	-94.411	21	4 km al SURESTE de COATZACOALCOS, VER
25/07/2019	05:54:19	3.7	17.52	-93.6	10	40 km al SUROESTE de HUIMANGUILLO, TAB
03/04/2011	19:45:09	4	17.52	-93.66	20	44 km al SUROESTE de HUIMANGUILLO, TAB
01/08/2017	19:48:20	3.7	17.451	-93.535	13.2	45 km al SUROESTE de HUIMANGUILLO, TAB
04/03/2019	09:26:55	3.6	17.518	-93.742	15.5	51 km al SUROESTE de HUIMANGUILLO, TAB
22/07/2017	20:33:58	3.3	17.425	-93.719	32.8	57 km al SUROESTE de HUIMANGUILLO, TAB
07/12/2016	18:52:07	3.6	17.408	-93.754	4.4	60 km al SUROESTE de HUIMANGUILLO, TAB
19/09/2017	18:25:49	3.9	17.407	-93.759	20	61 km al SUROESTE de HUIMANGUILLO, TAB
19/04/2019	03:17:05	3.6	17.384	-93.751	46.4	62 km al SUROESTE de HUIMANGUILLO, TAB
14/10/2012	03:45:42	3.6	18.141	-94.505	41.9	7 km al OESTE de COATZACOALCOS, VER
05/06/2019	14:12:57	3.9	18.852	-94.607	15.9	72 km al NORESTE de CATEMACO, VER
02/08/2019	02:48:44	3.5	18.21	-94.45	10	9 km al NORTE de COATZACOALCOS, VER

Fuente: SSN (2019)

IX.4.3.6 Zonas Susceptibles

IX.4.3.6.1 Deslizamientos

El mapa de regiones potenciales de deslizamiento de la República Mexicana se divide en 8 regiones con base a los niveles de peligro, considerando como factor detonante a las lluvias:1)

Golfo de México, 2) Golfo Norte, 3) Eje Neovolcánico, 4) Pacífico Sur, 5) Pacífico Norte, 6) Golfo Cal-ChD, 7) Baja California y 8) Baja California Sur.

En este caso, la Figura IX-28 muestra que el SAR no se presenta en ninguna de las zonas de deslizamientos, siendo las más cercanas las regiones del Eje Neovolcánico, Golfo de México y Pacífico Sur.

De acuerdo con el Atlas Nacional de Riesgos, el SAR no cuenta con laderas susceptibles a deslizamientos en la región del estado de Tabasco y Veracruz.

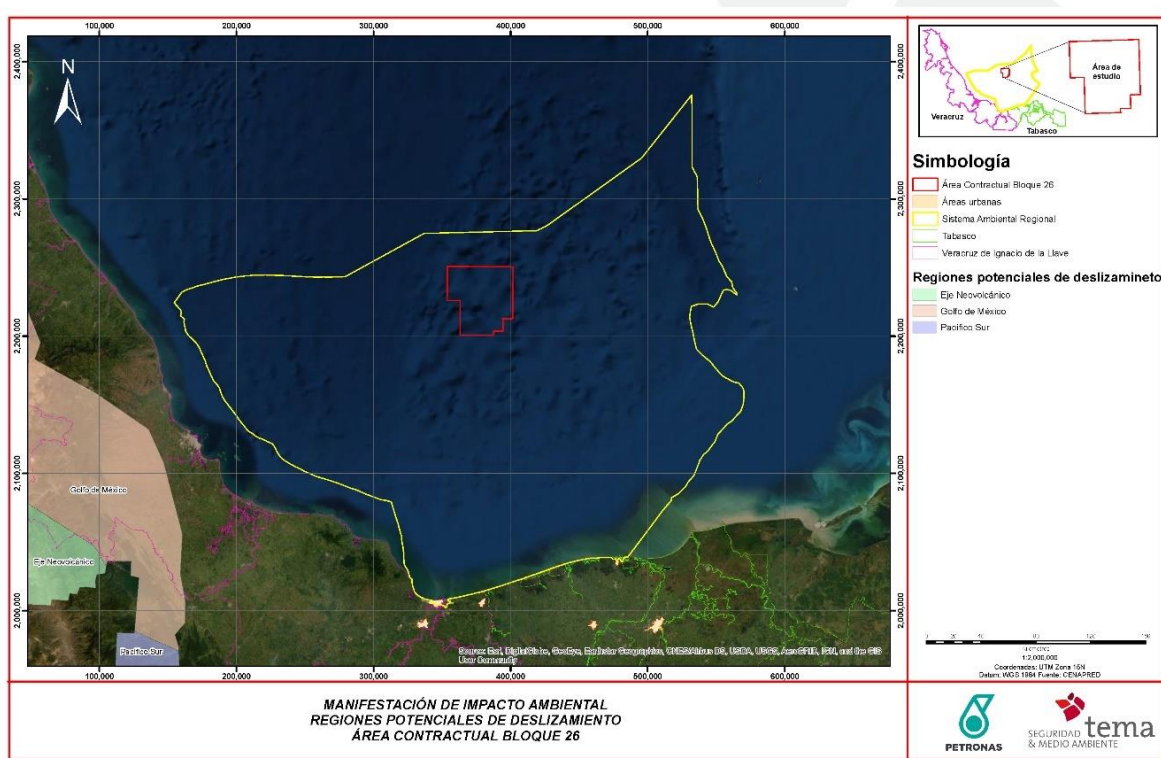


Figura IX-28. Regiones potenciales de deslizamiento dentro del SAR

Fuente: TEMA (2021)

IX.4.3.6.2 Hundimientos

Los hundimientos son causados por el colapso de la superficie del terreno natural en zonas donde existen cavidades subterráneas. Estos movimientos verticales pueden tener origen por el colapso de cavernas en rocas calcáreas, llamado hundimientos cársticos; por compactación de materiales granulares o hundimiento diferencial, por la presencia de fallas geológicas. De igual forma puede generarse por actividades antrópicas como la sobreexplotación de acuíferos, entre otras (SGM-CENAPRED, 2011).

Las causas de los agrietamientos y hundimientos están relacionadas con el deslizamiento del suelo arcilloso, el cual se encuentra sobre un basamento estable. Aunque estos movimientos superficiales son casi imperceptibles, después de largos períodos pueden acelerarse por lluvias intensas, como es el caso de Rincón de Negros, Veracruz.

Otros fenómenos locales que pueden producir consecuencias severas son la licuación, los movimientos de laderas y los desplazamientos permanentes del terreno por la presencia de fallas activas. La licuación es la pérdida de la capacidad de carga de suelos arenosos saturados de agua debido a la vibración producida por un sismo; los edificios sobre estos suelos pueden presentar grandes hundimientos y, en casos extremos, colapso por volteo.

Tal como se explica en el apartado IX.4.3.6.1, de acuerdo con el Atlas Nacional de Riesgos el SAR no cuenta con laderas susceptibles a deslizamientos en la región del estado de Tabasco y Veracruz. Esta información se confirma con base al Atlas de Riesgos del municipio de Catemaco, que es la región en la que encuentran hundimientos naturales en la parte Noroeste desde el lago de Catemaco subiendo hasta los límites de San Andrés Tuxtla donde existen túneles de lava.

Asimismo, en el Atlas Nacional de Riesgos no hay registros históricos que presenten hundimientos severos en el SAR, ni tampoco aparecen los municipios que lo comprenden dentro de la categoría de municipios que han presentado hundimientos o agrietamientos.

IX.4.3.6.3 Inundaciones

El sitio donde se ubica el SAR crea condiciones meteorológicas intensas, provocando fenómenos meteorológicos que pueden llegar a afectar las condiciones de asentamientos humanos. Como ya se ha descrito dos terceras partes del año llueve y son cantidades elevadas, además debido a la geomorfología del SAR existen zonas muy susceptibles a inundarse, como es el caso de la subprovincia fisiográfica llanuras y pantanos tabasqueños, que debe su nombre precisamente a las abundantes zonas inundadas.

De acuerdo con el Atlas Nacional de Riesgos del CENAPRED, hay datos de decesos por inundaciones (2000-2015), esto en el municipio de Coatzacoalcos. En cuanto a inundaciones históricas (1960 -2010) la zona de Coatzacoalcos y Paraíso perteneciente al SAR cuenta con estos registros.

De acuerdo con el índice de vulnerabilidad de inundación del CENAPRED (2017), el SAR está dentro de la categoría media (Figura IX-29). El nivel de vulnerabilidad medio se adjudica al estado de Tabasco y algunos municipios de la zona más sureña de Veracruz.

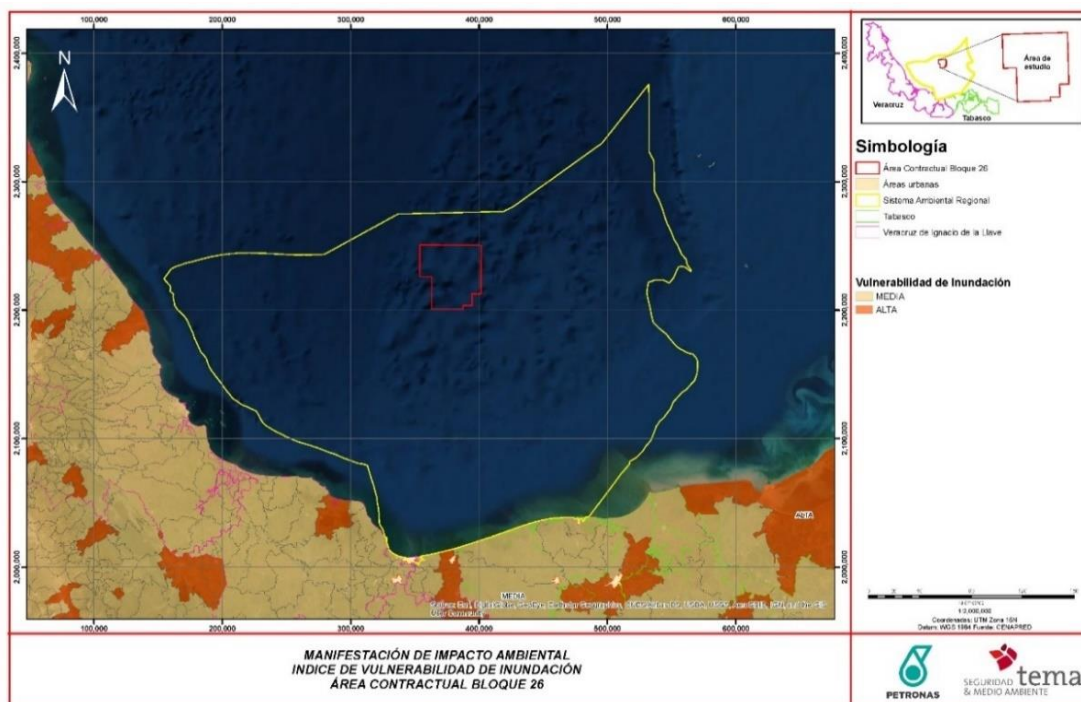


Figura IX-29 Vulnerabilidad a inundación del SAR

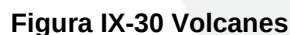
Fuente: TEMA (2021)

IX.4.3.6.4 Actividad Volcánica

En el SAR se presenta el bloque elevado de los Tuxtlas, el cual es un masivo volcánico en actividad. No obstante, la actividad volcánica ocurre principalmente con volcanes monogenéticos presentes a lo largo de dos grandes fallas, pertenecientes al sistema de fallas de Veracruz (falla de Catemaco).

Cabe destacar que la zona volcánica activa (Volcán San Martín y sus alrededores) se encuentra en la parte Noroeste del masivo de los Tuxtlas, es decir, la zona más alejada del SAR. El resto del espacio está ocupado por la Cuenca de Veracruz, considerada como una zona estable de sedimentación.

De acuerdo con el Atlas Nacional de Riesgos, al sur del SAR se encuentran los volcanes activos San Martín Pajapán y San Martín Tuxtla, en la parte oeste se encuentran los volcanes Atlitxco, Nacolinco, Cofre de Perote, La Gloria, Las Cumbres y Citlaltepetl (Pico de Orizaba). También cercanos al SAR se encuentran los campos volcanicos Los Tuxtlas al sur y Nacolinco al oeste (Figura IX-30).



Fuente: TEMA (2021)

IX.4.3.7 Socioeconómico

El presente apartado tiene la finalidad de analizar los aspectos socioeconómicos del Sistema Ambiental Regional.

Para ello, se tomó en cuenta el espacio físico donde se llevarán a cabo la mayoría de las actividades, que, en este caso considera los puertos de Coatzacoalcos, y Paraíso, los cuales están bajo consideración para servir como la base de suministro para este Proyecto.

Tomando en consideración los aspectos antes mencionados, se llevó a cabo una Investigación inicial partiendo del espacio geográfico del SAR, donde se describen brevemente los aspectos sociales y demográficos de ambas localidades.

Cabe mencionar que, el área donde se llevará a cabo el Proyecto se ubica en aguas territoriales del Golfo de México sobre la Plataforma Continental aproximadamente 21 km al noreste (NE) de la Terminal Marítima de Coatzacoalcos y a 124 km del puesto de Dos Bocas, Paraíso. Al ser estas las principales terminales de suministro de materiales e insumos, el presente apartado se desarrollará tomando en cuenta la información correspondiente a los municipios de Coatzacoalcos y Paraíso.

La información obtenida corresponde a los datos que proporcionan instituciones; como: Unidad de Microrregiones Municipales SEDESOL (2010), Informe de municipios y demarcaciones territoriales de los estados de Tabasco y Veracruz (SEDESOL, 2018), así como los indicadores sociodemográficos y económicos por municipio de INEGI (2018) de los años 2010 y 2015 (años más actualizados en la página).

IX.4.3.7.1 Descripción general municipal

Coatzacoalcos

Población

La población ha ido incrementando de manera significativa. El mayor crecimiento poblacional se registró en el periodo intercensal de 1990 a 1995, cuando el número de habitantes aumentó en 25 mil 981 personas. Sigue el periodo 2005 a 2010, donde el incremento en el número de personas fue de 24 mil 897 habitantes. De acuerdo con el último periodo, el número de habitantes del periodo 2010 a 2015 es de 13,927. Esto indica una disminución de casi la mitad de la población comparada con los periodos anteriores.

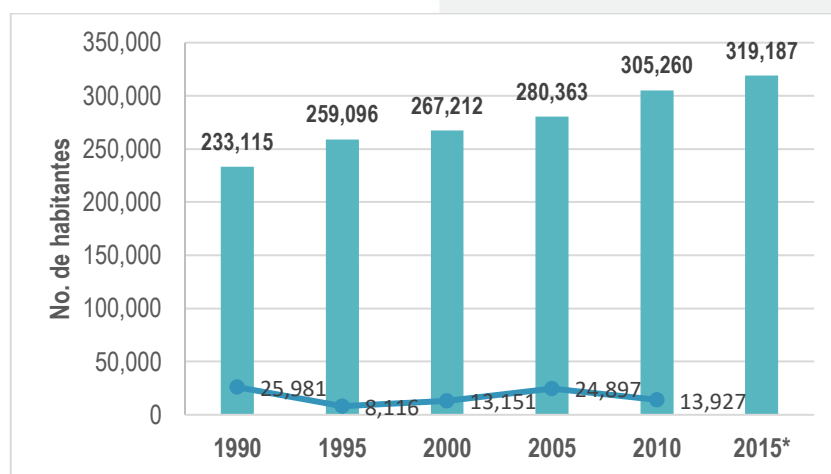


Figura IX-31. Población total del periodo 1990 a 2015, Coatzacoalcos.

Fuente: TEMA (2021)

Población por sexo

De acuerdo con el marco censal de 2015, la población de Coatzacoalcos es de 315 mil 187 habitantes, de los cuales 152 mil 418 habitantes son hombres y 166 mil 769 habitantes son mujeres, lo que representa el 48 % y 52 %, respectivamente (**Tabla IX-18** y **Figura IX-32**); es decir, el 3.93 % de la población respecto al estado.

Tabla IX-18. Población del periodo 1990 a 2015, municipio de Coatzacoalcos, Veracruz.

Población 1995-2015	Hombres	Mujeres	Total
1995	162, 556	172, 521	335, 077
2000	152, 418	166, 769	319, 187
2005	147, 962	157, 298	305, 260
2010	134, 786	145, 577	280, 363
2015	129, 379	137, 833	267, 212
2018	127, 260	131, 836	259, 096

Fuente: * INEGI. Censos y Conteos de Población y Vivienda, 1995 a 2010. Encuesta Intercensal 2015, y para 2018, CONAPO, Proyecciones de la Población de los Municipios 2010-2030.

Los límites de confianza se calculan al 90 por ciento.

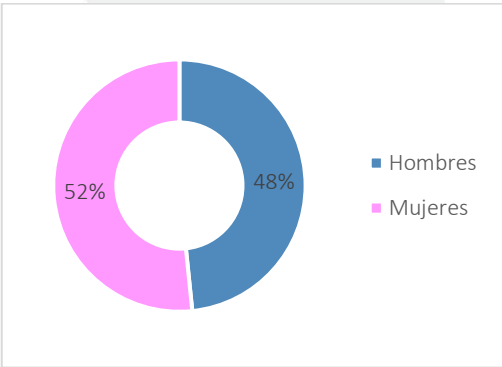


Figura IX-32. Distribución de la población del municipio de Coatzacoalcos, Veracruz.

Fuente: TEMA (2021)

Estructura de la población por edades

Es preciso mencionar la importancia que tiene la estructura de la población por edades. Se puede observar que la población del municipio de Coatzacoalcos es joven, cerca de 73 mil 132 habitantes se encuentran entre los 15 y 64 años. Los habitantes de la tercera edad tienen una edad mayor a los 65 años. Mientras que la población infantil representa cerca de 21 mil habitantes (Figura IX-33).

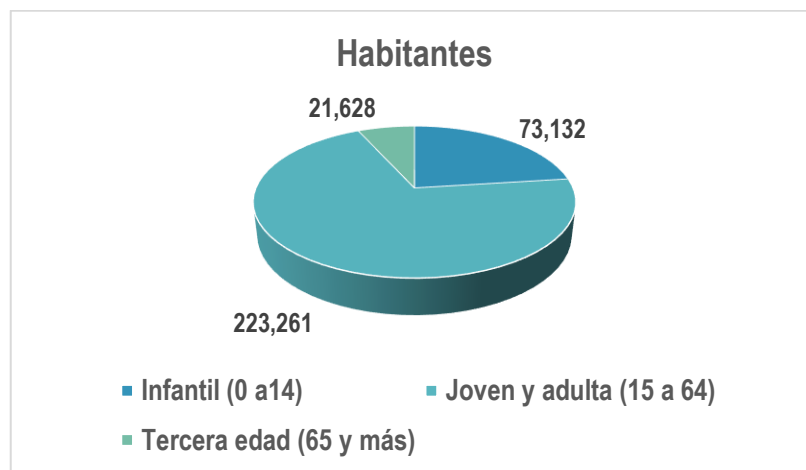


Figura IX-33. Distribución de habitantes respecto a su edad.

Fuente: TEMA (2021)

La mayor población de mujeres se encuentra entre los 10 y 34 años, en donde se concentra un 45.5% del total. Mientras que un 16% de población femenina se encuentra en edades entre 0 y 9 años. Otro rango importante es la población femenina de 35 a 49 años con un 21.7%, el resto de la población femenina se ubica en un 10.2% entre 50 y 64 años, y 4.8% de 65 años y más. El rango de edades de la población femenina difiere en relación a la masculina ya que la mayor proporción de hombres entre 0 y 24 años, representa un 47.3%. El grupo de 25 y 54 años es de 41.3%, y el resto de la población masculina a partir de 55 y más años es 9.9% (Figura IX-34).

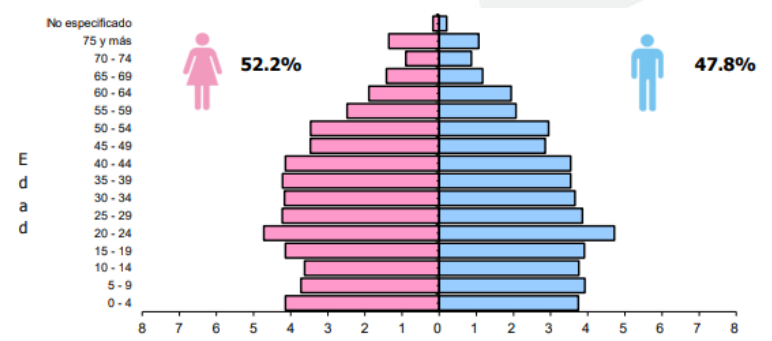


Figura IX-34 Porcentaje de población por grupo quinquenal de edad según sexo (2015)

Fuente: INEGI, Encuesta Intercensal 2015

La Figura IX-35 muestra el comportamiento de la población por sexo y rango de edad para el municipio de Coatzacoalcos. La población masculina de 0 a 14 años representa un 28.7%, mientras que la población femenina solamente un 25.7%; por tanto, los hombres son más que las mujeres en este grupo de edad. Sin embargo, la población femenina entre 15 y 44 años es de

51.9% y los hombres solo de 48.7%, en este sentido la población femenina tiene un mayor porcentaje en este rango de edad que los hombres.

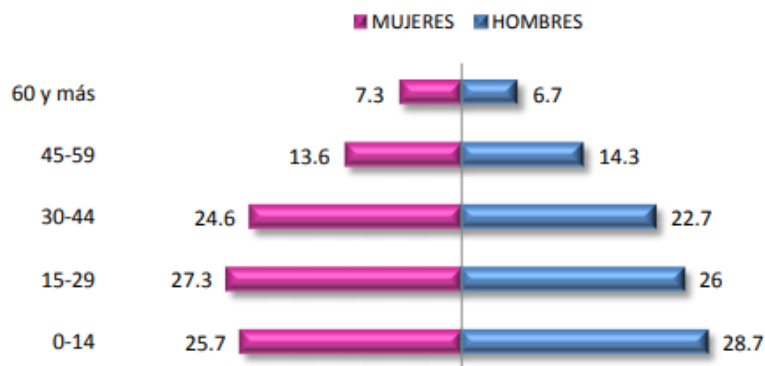


Figura IX-35. Población por sexo y grandes rasgos de edad

Fuente: INEGI, Encuesta Intercensal 2015

Jefes de familia en los hogares

En Coatzacoalcos, el 27% de los hogares tiene jefatura por parte de la mujer, en tanto que el 73% el jefe de familia es un hombre; las cifras anteriores indican que el hombre sigue ocupando un alto porcentaje de mando en los hogares, es decir, que las mujeres solo representan menos de la mitad en este ámbito (Figura IX-36).

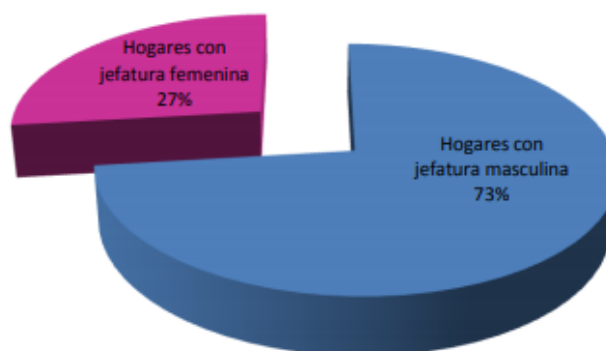


Figura IX-36. Porción de la población con hogares por tipo de jefatura

Fuente: INEGI, Encuesta Intercensal 2015

Población rural y urbana

Los habitantes que se asientan en un área rural representan 6,561 habitantes. Mientras que los que se ubican en el área urbana son 36,079 habitantes. Respecto a los grupos de edades 12, 051 corresponde a una edad menor 14 años, joven y adulta 32,004 habitantes, y la tercera edad de 3,952 habitantes.

Población económicamente activa

La población económicamente activa es de 16,086 personas. Su distribución corresponde a una población mayor de hombres que laboran (70.43 %); siendo la población de mujeres activas sólo de 23.57% (Tabla IX-19).

Tabla IX-19. Distribución de la población por condición de actividad económica según sexo, 2010.

Indicadores de participación económica	Total	Hombres	Mujeres	%	%
				Hombres	Mujeres
Población económicamente activa (PEA) ⁽¹⁾	16,086	11,329	4,757	70.43	29.57
Ocupada	15,145	10,542	4,603	69.61	30.39
Desocupada	941	787	154	83.63	16.37
Población no económicamente activa ⁽²⁾	18,930	5,311	13,619	28.06	71.94

Población indígena

La población indígena es de 330 hablantes, siendo la lengua zapoteca la principal.

En este caso, los bajos porcentajes actuales de población hablante de esta lengua, así como en el resto de las lenguas indígenas, se debe a la decisión de las propias familias indígenas de privilegiar el aprendizaje del español sobre el idioma autóctono como un mecanismo para insertarse mejor en los circuitos económico —labor y comercial— y sociocultural a lo largo de los siglos. Así como a la implantación de una política educativa enfocada en el aprendizaje del español y de la historia nacional.

Educación

La escolaridad es un indicador que permite conocer el grado de educación que tienen los habitantes del municipio de Coatzacoalcos. Hasta el 2005, el municipio se encontraba en el 7° lugar a nivel estatal; con un grado promedio de escolaridad de 8.95%, este porcentaje es uno de los más altos. En el 2015 el promedio aumentó alcanzando 9.8 %.

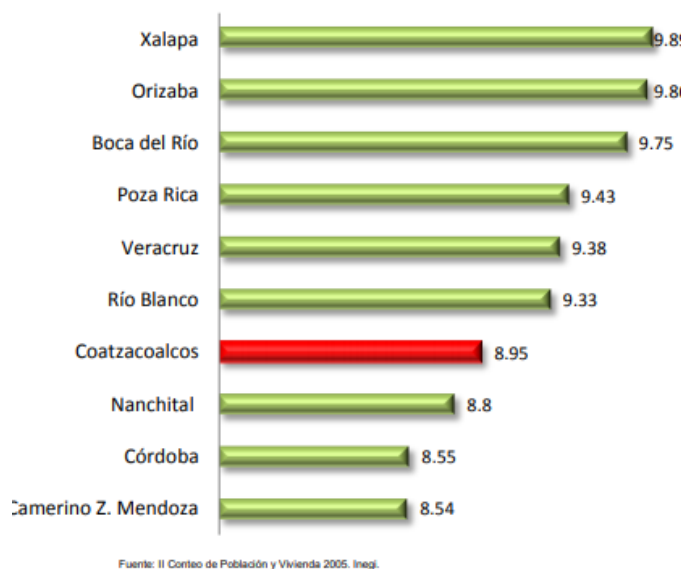


Figura IX-37. Municipios con mayor grado promedio de escolaridad

Veracruz tiene un índice de analfabetismo de 8.10%, por encima del índice nacional (4.8%). Mientras que el municipio de Coatzacoalcos tiene un índice menor, del 4.1%.

En el promedio nacional, la población mayor de 15 años tiene un promedio de 8.63 años de escolaridad. En el municipio de Veracruz y Coatzacoalcos, el promedio es de 7.67 y 9.44 años. Esto indica que la mayoría de la población terminó la escuela primaria.

Dentro de esta dimensión, Coatzacoalcos muestra un 15.72 % del total de su población de 15 años o más sin primaria completa, porcentaje que se ubica por debajo del indicador estatal que es de 28.87 %, por lo tanto, este segmento de la población representa una de las tasas más bajas.

Migración

En los últimos 15 años, más de 1 millón de personas han abandonado el Estado de Veracruz, según los registros oficiales del INEGI. El Programa Estatal de Población 2017/2018 menciona que, en 2015, solo el 2.3% ingresó a la población, en comparación con el 3.1% que dejó el estado para vivir en otro lugar, dejando un resultado migratorio negativo del 0.8%. Según la Secretaría de Gobierno (SEGOB), el municipio de Coatzacoalcos tiene un nivel migratorio de muy baja intensidad a los Estados Unidos.

A la inversa, los patrones de migración interestatal indican que Coatzacoalcos tiene patrones migratorios altos. Estos se pueden entender al observar la proporción de la población de cada localidad que nació en el Estado de Veracruz en comparación con la población que nació en otros lugares.

Cultura

El Segundo Informe sobre Cultura 2016 a 2017 en México menciona la participación de Veracruz en proyectos culturales a nivel nacional en disciplinas como ópera, teatro, conferencias, conciertos de música, artes visuales, festivales de danza, bellas artes, emisiones de radio y otros. El Plan Estatal de Turismo y Cultura de Veracruz 2014-2017 prioriza la diversidad cultural y la inclusión, así como el fomento de un crecimiento económico, social y ambiental sostenible.

Religión

La religión católica es prominente en Veracruz y el municipio de Coatzacoalcos. La religión protestante, evangélica y otras religiones bíblicas están presentes en un porcentaje menor. Allende tiene un porcentaje más bajo de creyentes católicos que Coatzacoalcos.

Fiestas y Celebridades

En el municipio de Coatzacoalcos, ya que más de la mitad de la población es católica, las festividades celebradas durante todo el año son principalmente de esta religión. Las principales festividades se describen a continuación:

19 de marzo. Día de San José, patrón de la ciudad y de la iglesia parroquial. En esta fecha tiene lugar una procesión y carnavales.

- El 9 de junio se celebra el aniversario cívico de la fundación del municipio.
- El 16 de junio es el día de Nuestra Señora del Carmen. Se realizan misas, procesiones y carnavales en todo el municipio.
- El 28 de octubre es cuando San Judas Tadeo es celebrado por los creyentes católicos. Es considerado el "segundo patrón" de la ciudad.
- El 1 y 2 de noviembre se celebra Todos Santos, así como el Día de Muertos.
- Del 1 al 12 de diciembre se realizan peregrinaciones para celebrar a la Virgen de Guadalupe.
- Del 16 al 24 de diciembre se celebran posadas navideñas y otras festividades relacionadas.
- El 31 de diciembre se celebra el final del año y el comienzo del nuevo año.

Sitios culturales

El INAH reporta 10 zonas arqueológicas en el Estado de Veracruz. Sin embargo, ninguno se encuentra cercano al puerto de Coatzacoalcos.

El INAH también tiene el Atlas Arqueológico Subacuático que muestra que no se han descubierto zonas arqueológicas marinas en el AID.

El Sub-departamento de Arqueología Subacuática del INAH y la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica de los Estados Unidos (NOAA) mantienen registros limitados de los naufragios identificados en la parte mexicana del Golfo de México. Hay registros de datos de la NOAA que indican un naufragio ubicado en la costa de Coatzacoalcos, Veracruz.

Economía

Según los datos del INEGI, la mayor actividad económica en el Estado de Veracruz es el comercio minorista. Este sector reportó 108,079 empresas en 2013. En segundo lugar, el alojamiento temporal y los servicios de preparación de alimentos y bebidas tienen el mayor número de empresas en el estado (34,156) (INEGI, 2013).

Según el gobierno municipal, el municipio de Coatzacoalcos es un importante centro de operaciones comerciales en el Estado de Veracruz. Tiene un puerto competitivo y es un enlace logístico importante para el comercio exterior (Plan de Desarrollo de la Municipalidad de Coatzacoalcos 2014-2017).

Basado en el Censo Económico del Estado, el municipio de Coatzacoalcos tiene el tercer mayor número de empresas en el Estado de Veracruz, es el segundo con mayor participación en la producción bruta total del estado y emplea al 8.6% de la población total empleada en el estado.

El mayor número de empresas se concentran de manera fundamental en el sector comercial, con un 48.2% del total (5 mil 290 empresas), particularmente al comercio al por menor, que contiene un 45% del total de las empresas del municipio (4 mil 918 unidades).

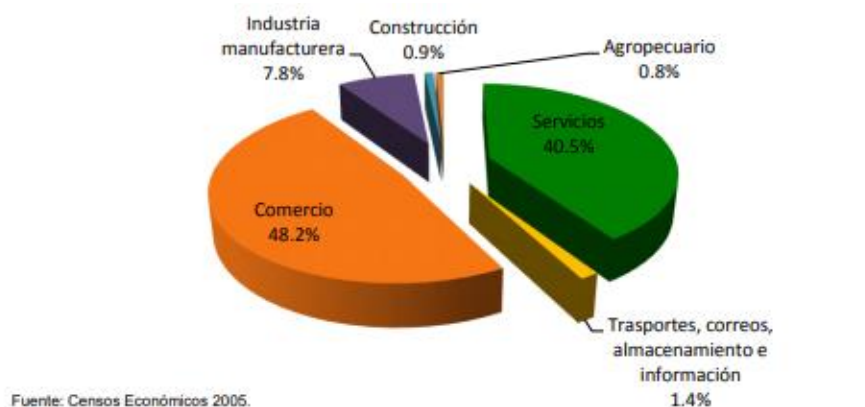


Figura IX-38. Empresas por sector de actividad.

La mayor proporción de la población ocupada se encuentra en los sectores del comercio y servicios, que en conjunto integran el 60% de la población ocupada de este municipio, que términos absolutos son 20 mil 449 personas en el sector comercio y 20 mil 094 en el de servicios. En tanto que el sector manufacturero posee el 25% (16 mil 579 personas).

Empleo

El municipio de Coatzacoalcos emplea al 5% del total de la población ocupada y al 6% del total de la población femenina ocupada en el estado.

La Terminal Marítima Pajaritos es una terminal de PEMEX que es particularmente importante en la localidad, ya que emplea a un gran número de personas y desempeña un papel relevante en la industria del petróleo y gas en el área.



Figura IX-39. Puerto de Coatzacoalcos

Fuente: PETRONAS (2019)

Actividades portuarias

El Puerto de Coatzacoalcos se ubica en la orilla occidental del río Coatzacoalcos, en el municipio de Coatzacoalcos. Juega un papel crítico en la economía municipal y regional y es considerado uno de los puertos más importantes para la producción de petroquímicos y las operaciones de petróleo y gas en el país.

Debido a su ubicación estratégica, se considera un polo de desarrollo para el sur del Estado de Veracruz (SEMAR, s.f.).

Según el Sistema Portuario Nacional, el Puerto de Coatzacoalcos es el sexto puerto más transitado que registra el movimiento de casi 28 millones de toneladas de carga; el 80% de los cuales corresponde a "Petróleo y Derivados". En segundo lugar, "Otros fluidos", incluidos

productos químicos líquidos, melazas y azufre líquido, representaron el 7% de la carga; "Graneles minerales" como coque, fósforo, cemento, barita y fertilizante representaron el 5%; "Graneles agrícolas" como el maíz, el trigo, los destiladores secos, los granos y el azúcar representaron el 5%, y el porcentaje restante de carga suelta a granel y contenedores (Sistema Portuario Nacional, 2016 y Manual de API Coatzacoalcos 2016). El número de llegadas registradas al Puerto de Coatzacoalcos ascendió a 11,399 en 2016. Del mismo modo, la mayoría de las llegadas estaba relacionada con los servicios de "Petróleo y derivados". Según los últimos 5 años de registros, la carga gestionada ha disminuido un 40% en el puerto (National Port System, 2016).

El puerto de Coatzacoalcos tiene un total de 30 posiciones de atraque, 12 de las cuales están gestionadas por la API, 14 por PEMEX y 4 por FERTIMEX (Compañía de Químicos). Por el momento, el puerto se encuentra al 40% de su capacidad. Se espera que esto aumente, ya que también se espera que aumente la presencia de compañías enfocadas en las industrias de petróleo y gas en el área.

Actualmente, hay en el puerto 1,500 entradas por año a las instalaciones portuarias (no hay cruceros turísticos que ingresen al puerto). Las rutas de navegación se determinan de acuerdo con las normas oficiales, tanto las embarcaciones de transporte de trabajadores que viajan ida y vuelta desde las instalaciones del Puerto a Pajaritos como los buques industriales y de suministro de las compañías que operan en el puerto. Cabe señalar que otros buques no relacionados con las actividades industriales del puerto realizan viajes frecuentes hacia y desde cada orilla del río. Estas embarcaciones ofrecen transporte público de personas y automóviles.

Pesca

Según CONAPESCA, Veracruz es el estado de mayor importancia en términos de volúmenes de pesca en México, con una producción total de 69,631 toneladas, que representan más del 30% de la producción total de pescado de los seis estados del Golfo de México en 2013 (CONAPESCA, 2013).

Específicamente para Coatzacoalcos, las especies más capturadas por peso desembarcado durante 2014 incluyeron sierra (554 toneladas), langostinos (334 toneladas), jurel (248 toneladas) y peto (211 toneladas) (Figura IX-40).

Los meses pico para la pesca en Coatzacoalcos fueron de abril a junio, durante los cuales se descargó el 37% del tonelaje total del año y, específicamente, el 9% del tonelaje total de sierra desembarcado (CONAPESCA, 2014).

Teniendo en cuenta el registro histórico de especies capturadas en Veracruz, las ostras y brevas han sido las especies más capturadas en la entidad (CONAPESCA, 2014).

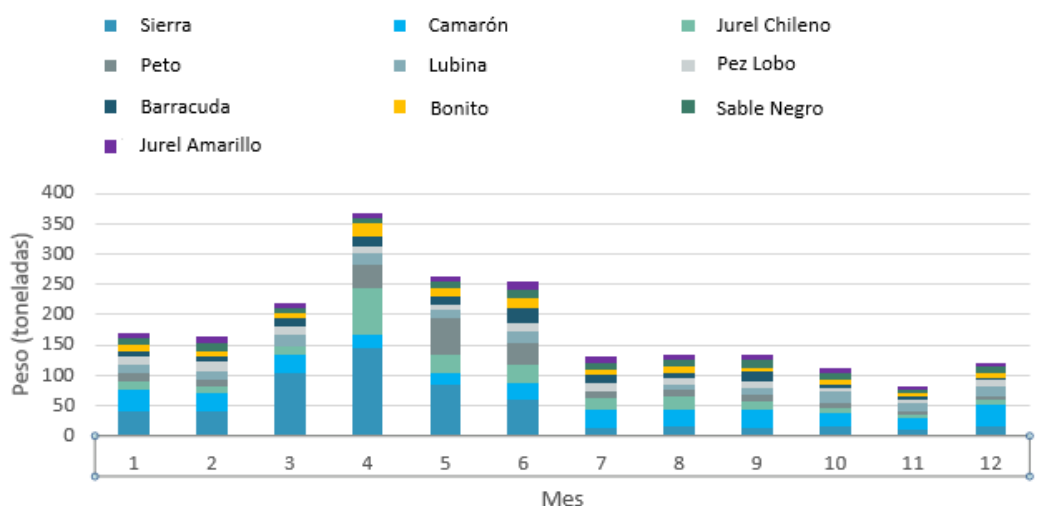


Figura IX-40. Principales especies capturadas por mes en 2014

CONAPESCA también reporta el registro de 3,873 barcos pesqueros en Veracruz en 2016, de los cuales 3,778 (98%) son barcos pesqueros pequeños (barcos con una longitud total de 15 metros o menos).

Turismo

El Estado de Veracruz tiene 7 regiones turísticas principales: Huasteca, Totonaca, Cultura y Aventura, Altas Montañas, Primeros Pasos de Cortes, Los Tuxtlas, Olmeca. Ninguna de las cuales comprende al municipio de Coatzacoalcos. Según el Programa Estatal de Turismo y Cultura 2017-2018 de Veracruz, el estado ocupa el quinto lugar en turismo en México con 5.4 millones de turistas y 1,427 hoteles, aunque el número de visitantes ha disminuido debido a las advertencias de inseguridad y crimen organizado en el estado (Gobierno de Veracruz, 2017)

El municipio de Coatzacoalcos tiene diversas actividades turísticas enfocadas a museos, parques ecológicos, ecoturismo y gastronomía. Según el Directorio de Unidades Económicas, hay 5 hoteles registrados dentro del AID, cada uno de los cuales emplea a menos de 30 personas. Del mismo modo, hay 39 restaurantes registrados, la mayoría de los cuales emplea a menos de 5 personas (DENUE, 2018).

Infraestructura y Servicios

Educativa

En materia educativa Coatzacoalcos cuenta con 534 escuelas, de las cuales el 398 son escuelas de educación básica, media y para necesidades especiales, 31 escuelas de educación superior, 5

escuelas comerciales, de computación y de capacitación para ejecutivos, 13 escuelas de oficios y 87 son para ofrecer otros servicios educativos

Salud

La mayor parte de su población cuenta con el servicio de salud a través de alguna institución pública. El 53.6 % de la población total del municipio es derechohabiente al Instituto Mexicano del Seguro Social (IMSS), el 4.3 % de la población tiene ISSSTE; mientras que 34.5 % son beneficiarios del Seguro Popular.

Coatzacoalcos cuentan con 22 hospitales, 10 residencias de asistencia social y para el cuidado de la salud, y 100 que ofrecen otros servicios de asistencia social.

Cultura

Los servicios artísticos, culturales y deportivos, y otros servicios relacionados se contabilizan en 27. Las Compañías y grupos de espectáculos artísticos y culturales son 18, entre las que se encuentran el teatro, así como cantantes y grupos de espectáculos artísticos.

Como se mencionó, Coatzacoalcos no se encuentra ningún sitio arqueológico, sin embargo, cuenta con un museo que muestra la arqueología Olmeca. Finalmente, los servicios de entretenimiento en instalaciones recreativas y otros servicios recreativos son 159.

Vivienda

El municipio de Coatzacoalcos cuenta con fuentes de abastecimiento de agua, planta potabilizadora, Tomas domiciliarias de agua potable instaladas, Sistemas de drenaje y alcantarillado, servicio de drenaje y alcantarillado y servicio de energía eléctrica. La Tabla IX-20, muestra alguna de las características de las viviendas y su porcentaje respecto al total.

Tabla IX-20 Características de las viviendas

Viviendas con:	No.	%
disponibilidad de agua entubada	91991	97
disponibilidad de drenaje	93707	100
disponibilidad de energía eléctrica	94184	100

Paraíso

Población

El INEGI estima en la Encuesta Intercensal 2015, con datos del 2014, que el municipio cuenta con un total de 94,375 habitantes.

El periodo intercensal de 2015 a 2019, muestra un incremento en el número de habitantes; siendo el periodo de 2005 a 2006, el que presentó un mayor incremento de la población, aumento 1,577 habitantes. Después de este periodo, no se observa otro incremento en la población, lo que indica una disminución comparada con los periodos anteriores (Figura IX-41).

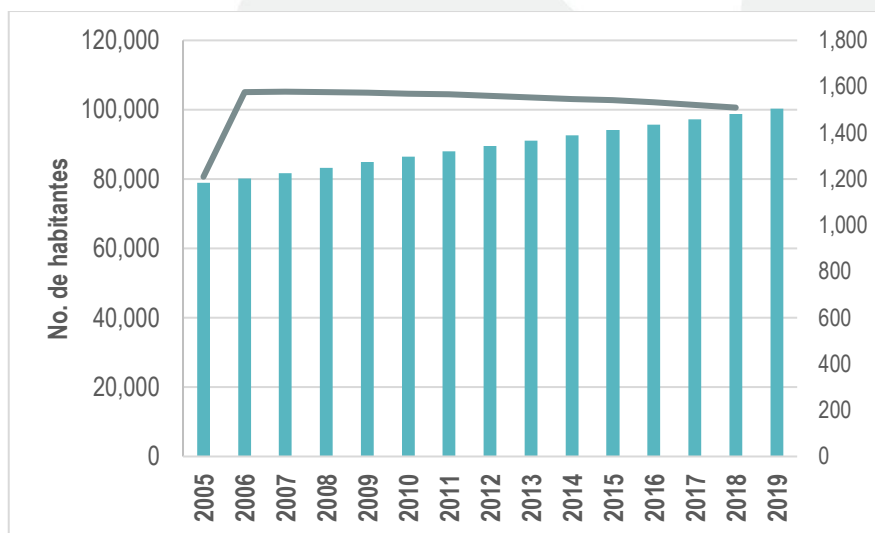


Figura IX-41. Población total del periodo 2005 a 2019, Paraíso.

Estructura por sexo y edad.

Como se mencionó, el municipio de Paraíso con 94,375 habitantes, de los cuales donde 46,870 son hombres y 47,505 mujeres (Tabla IX-21). La distribución de la población se observa en la Figura IX-42).

Tabla IX-21. Número de habitantes del municipio de Paraíso

Municipio	Número de habitantes		
	Mujeres	Hombres	Total
Paraíso	47,505	46,870	94,375

FUENTE: INEGI. Tabuladores de la Encuesta Intercensal, 2015, con datos del 2014.

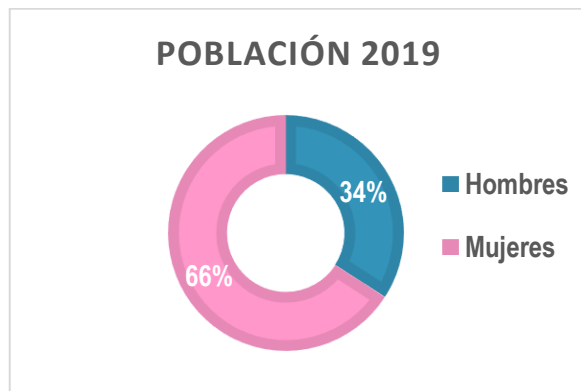


Figura IX-42. Distribución de la población del municipio de Paraíso, Tabasco (2019).

Fuente: TEMA (2021)

Estructura de la población por edades

La estructura de la población por edades se presenta en la Tabla IX-22. Se puede observar que la población del municipio de Paraíso es joven, la mayoría se presenta en el grupo de 9 a 34 años. Le grupo que presenta menos población es el de la tercera edad, principalmente entre los 70 y 74 años, mostrando una población de 581 habitantes (Figura IX-43).

Tabla IX-22. Distribución de la población por grupos de edad y sexo.

Grupos de edad	Total	Hombres	Mujeres
Total	94375	46870	47505
00-04 años	8490	4291	4199
05-09 años	8775	4478	4297
10-14 años	8842	4549	4293
15-19 años	8418	4229	4189
20-24 años	8267	4018	4249
25-29 años	7915	3809	4106
30-34 años	8253	3883	4370
35-39 años	7231	3555	3676
40-44 años	6718	3374	3344
45-49 años	5020	2484	2536
50-54 años	4800	2442	2358
55-59 años	3878	2072	1806
60-64 años	2460	1244	1216

Grupos de edad	Total	Hombres	Mujeres
65-69 años	2048	974	1074
70-74 años	1170	589	581
75 años y más	2058	863	1195

FUENTE: INEGI. Censo de Población y Vivienda, 2010

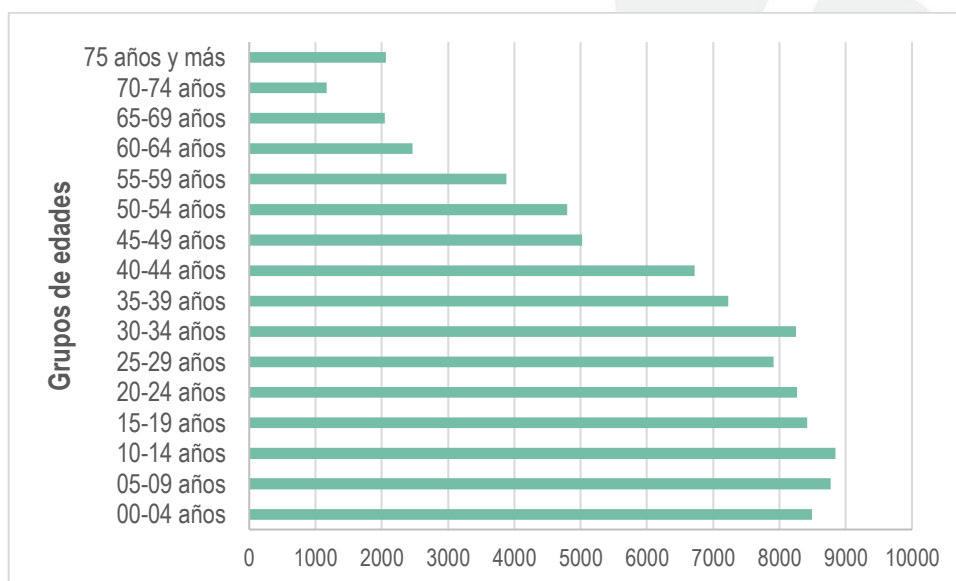


Figura IX-43. Distribución de la población de Paraíso por grupos de edades

Natalidad y mortalidad

Los cambios en el volumen y estructura de la población son consecuencia de la llamada transición demográfica, la cual se refiere al paso de altas a bajas tasas de mortalidad y de fecundidad. El descenso sostenido de la tasa de mortalidad ubica a este indicador en 4.6 decesos por cada mil habitantes en el estado de Tabasco en el año 2011. El descenso de la mortalidad comenzó cuando inició la expansión de la infraestructura sanitaria y de los servicios educativos, lo que propició un mayor uso de los servicios de salud.

La tasa de natalidad experimenta un descenso más acelerado a consecuencia, en gran medida, de la utilización cada vez más extendida de métodos anticonceptivos reportándose un valor de 18.2 nacimientos por cada mil habitantes en el estado de Tabasco en el año 2011, ocupando el 11° lugar a nivel nacional.

Migración e Inmigración.

En el municipio de Paraíso la migración, ha sido una de las constantes de la dinámica poblacional producto de las actividades económicas que se desarrollan en la región, por lo que, además de observarse un crecimiento social generado por la inmigración, también se aprecia una emigración considerable. Las localidades y comunidades rurales del municipio mantienen un constante intercambio de población con la cabecera municipal, dado que esta es el centro de actividades administrativas, comerciales, de salud y educativas más importante del municipio.

El desarrollo de actividades petroleras por parte de PEMEX atrae población flotante, sobre todo para actividades que requieren mano de obra calificada. La población local del área del Proyecto satisface las necesidades de mano de obra no calificada, la cual tiene preferencia sobre los habitantes de comunidades vecinas, bajo convenio con los sindicatos de las compañías contratistas o de la misma paraestatal, por lo que no se manifiestan fenómenos migratorios de gran magnitud por este efecto.

De manera estacional las comunidades cercanas reciben la afluencia de turistas que toman como destino turístico las playas de Paraíso. Sin embargo, este es un fenómeno temporal que no implica mayor relevancia que la generación de ingresos económicos temporales para las comunidades asentadas cerca de la costa.

El municipio de Paraíso atrae el 4.7% del total de población inmigrante nacional a nivel estatal y el 1.7% de la población inmigrante extranjera del estado de Tabasco. En ambos casos, Paraíso representa el cuarto polo atractor de población inmigrante en el nivel estatal, por debajo del Centro, Cárdenas y Comalcalco.

Población económicamente activa (PEA) y no activa.

Población económicamente activa.

Para el segundo trimestre de 2010, 862,000 personas de 14 años y más; es decir, el 58.8% participa en la producción de bienes y servicios (PEA), un año antes el monto fue de 820,000 (56%), con lo que se observa un incremento de 42,000 personas. Por sexo, 81 de cada 100 hombres de 14 años y más son económicamente activos, de las mujeres, 38 de cada 100 están en esta condición.

Población ocupada.

Al interior de la PEA es posible identificar a la población que está participando de manera activa en la generación de algún bien económico o en la prestación de un servicio (población ocupada), la cual en el periodo abril-junio de 2010, alcanza las 802,000 personas; siendo su composición por

sexo de 535,000 hombres y 267,000 mujeres. Con relación al mismo trimestre del 2009, se observa un incremento en 27,000 ocupados, al que contribuyen tanto la población masculina como la femenina con 17,000 y 10,000 personas, respectivamente.

Por sector de actividad.

Al considerar a la población ocupada con relación al sector económico en el que labora, se observa que más de la mitad, poco más de 487,000 (60.8%) trabajan en el sector terciario o de servicios; le siguen los que trabajan en el secundario o industrial con 163,000 personas (20.3%); 147,000 tabasqueños (18.3%) laboran en el sector primario o agropecuario, y 4,000 (0.5%) no especifican su actividad económica.

Tanto la población masculina como la femenina tienen mayor participación en el sector terciario (comercio y los servicios) con 46.7 y 89%, respectivamente. En el segundo trimestre de 2009, la participación que registró la población ocupada en cada uno de los sectores económicos fue de 483,000 en el terciario, 148,000 en el secundario y 140,000 trabajadores en el primario. Lo anterior, permite observar incrementos de la población ocupada en los tres sectores, para el secundario de 15,000 trabajadores, en el sector primario de 7,000 y en el terciario de 4,000 personas.

Población no económicamente activa.

La población no económicamente activa (PNEA), agrupa a las personas que no participan en la actividad económica ni como ocupados ni como desocupados. En el segundo trimestre de 2010, un total de 604,000 personas integran este sector, es decir, el 41.2% del total de la población de 14 años y más. De éstas, el 83% (poco más de 502,000 personas) declara no estar disponible para trabajar, debido a que tiene que atender otras obligaciones, o tiene interés, pero se encuentra en un contexto que le impide poder hacerlo (tiene impedimentos físicos, obligaciones familiares o está en otras condiciones). Por su parte, el 17% (102,000 personas) se declara disponible para trabajar, pero no llevó a cabo acciones al respecto, por lo que se constituye en el sector que eventualmente puede participar en el mercado laboral como desocupado u ocupado

Tabla IX-23. Población no económicamente activa por condición de disponibilidad para participar en actividades económicas (2008-2010).

Sector de Actividad Económica	II-2009	II-2010	Diferencias Absolutas
Población ocupada	774,658	801,572	26,914
Primario Agricultura, ganadería, silvicultura, caza y pesca	140,150	146,790	6,640

Sector de Actividad Económica	II-2009	II-2010	Diferencias Absolutas
Secundario Industria extractiva y de la electricidad Industria manufacturera Construcción	140,150	146,790	6,640
Terciario Comercio Restaurantes y servicios de alojamiento. Transportes, comunicaciones, correo y almacenamiento Servicios profesionales, financieros y corporativos. Servicios sociales Servicios diversos Otros	148,391	163,014	14,623
No Especificado	36,359	43 996	7 637
	54,215	57 542	3 327
	57,817	61 476	3 659
	-	-	-
	483 093	487 453	4 360
	152 264	147 825	(-) 4 439
	51 115	49 790	(-) 1 325
			(-) 333
	37 444	37 111	
			2 157
	30 978	33 135	(-) 4 306
	71 196	66 890	15 665
	85 029	100 694	(-) 3 059
	55 067	52 008	1 291
	-	-	-
	3 024	4 315	

FUENTE: INEGI-ENOE. Indicadores estratégicos de ocupación y empleo. Segundo trimestre de 2008-2010.

Con respecto al segundo trimestre de 2009, se observa un descenso de la PNEA en 39,000 personas; en relación con la disponibilidad de esta población para trabajar, se tiene que la población no disponible disminuye en 3,000 tabasqueños y la disponible en 8,000. Por sexo, se tiene que 3 de 4 cuatro tabasqueños que integran la PNEA son mujeres (469,0

00), y de éstas, el 14.7% están dispuestas a trabajar; en el caso de los hombres la cifra se eleva a 24.7%.

Población indígena

El municipio cuenta con una población indígena de 101 habitantes de ellos, 10 hablan lengua chontal de Tabasco, 15 maya, 43 zapoteca y el resto lo componen otros grupos étnicos como mixteca, chinanteca, popoluca, mazateco, náhuatl, chol, tlapaneco, tzeltal y otros que en conjunto suman la cantidad de 33.

De acuerdo con los resultados que presenta el II Censo de Población y Vivienda del 2005, en el municipio habitan un total de 257 personas que hablan alguna lengua indígena; del cual, el porcentaje de población de más de 5 años es de 0,24%.

Vivienda.

Las instituciones que se encargan de proporcionar vivienda están representadas principalmente por el Fondo de Vivienda del Instituto de Seguridad y Servicios Sociales de los Trabajadores del Estado (FOVISSSTE), el Instituto de Fondo Nacional de la Vivienda para los Trabajadores (INFONAVIT), el Instituto de Desarrollo Urbano y de Vivienda de Tabasco (INDUVITAB) y el Instituto de Seguridad Social para los Trabajadores del Estado de Tabasco (ISSET).

Las viviendas de la población del municipio de Paraíso están construidas principalmente del siguiente tipo de materiales para pisos, paredes y techos de las viviendas:

- Pisos y paredes: tabique, ladrillo, block, piedra, cantera, cemento y concreto.
- Techos: lámina de cartón, lamina de asbesto y metálica, palma tejamanil, y madera, teja, losa de concreto, tabique, ladrillo y terrado con viguería.

El municipio de Paraíso cuenta con un total de 18,219 viviendas, con un promedio de 5 ocupantes por vivienda, de las cuales, un 89.9% son de cemento para pisos, 77% de ladrillo o block para las paredes y para el 87.6% de la población, sus techos son de lámina de asbesto-zinc.

Economía

Las estadísticas del INEGI manifiestan que en el municipio de Paraíso el sector predominante es el secundario, con la producción y extracción de petróleo crudo y gas natural. El sector primario, conformado por la agricultura, la ganadería y la pesca aportan un 0.74% a la producción total del municipio.

Del total de la producción, generada en el municipio, el sector secundario aporta más del 98% mediante la extracción de petróleo crudo y gas natural; la industria manufacturera contribuye con un 0.05 %; electricidad y agua 0.002 % y la industria de la construcción un 0.004 %. Del sector terciario, el comercio aporta un 0.22 %; los servicios de comunicación y transporte un 0.019 % y los servicios privados no financieros un 0.36 %.

Según estas estadísticas, si en el municipio no existiera la extracción de petróleo crudo y gas natural, el sector primario aportaría más del 50% de la producción total municipal.

Puerto Dos Bocas

El municipio de Paraíso cuenta con el puerto de Dos Bocas, el cual es el principal puerto petrolero del Estado y uno de los más importantes del País en lo referente a la exportación de hidrocarburos. Desde este puerto se exporta una de las mayores cantidades de la zona marina de Tabasco y Campeche.

Actualmente, también se utiliza el puerto para realizar exportaciones de productos agrícolas e industriales provenientes de Tabasco y norte de Chiapas, ya que se han hecho importantes inversiones para dotar al puerto de bodegas y diversas instalaciones para la actividad comercial.

En el año 2009 se presentó el arribo de los primeros cruceros turísticos a la zona, lo que aumenta significativamente la derrama económica no solo para el municipio de Paraíso, sino también para todo el estado.

En el año 2005 se puso en operación la moderna autopista de cuatro carriles La Isla-Dos Bocas, la cual enlaza a este importante puerto petrolero con la ciudad de Villahermosa, facilitando el traslado de mercancías hacia y desde ambos puntos. Así mismo el proyecto de la construcción del ramal de la vía férrea Villa Chontalpa-Dos Bocas, enlazará al puerto con el ferrocarril Coatzacoalcos-Mérida, interconectándolo con la red ferroviaria del País.

Sector Primario

La producción pesquera aporta al sector primario, en el municipio, más del 79.21 % del total de este sector; la producción agrícola el 13.74 %; y la pecuaria solo un 7.05 %.

Paraíso en la Producción Estatal

Paraíso es un municipio pesquero y petrolero. Según datos del INEGI, el municipio aporta a la producción estatal del sector primario más del 45% de la producción pesquera, un 2.03% a la agrícola y solo un 0.98% a la pecuaria.

Los municipios de Balancán, Cárdenas y Huimanguillo, en su conjunto, aportan más del 50% de la producción agrícola, al igual que la producción pecuaria estatal. Tan solo el municipio, en el sector secundario, aporta más del 60% de la extracción de petróleo y gas natural generado en el estado; un 0.08% de la producción manufacturera y establecimientos maquiladores; 0.19% de electricidad y agua, y un 0.06% de la industria de la construcción. Tan solo el municipio del centro aporta más del 60% de la producción manufacturera y establecimientos maquiladores; más del 90% de electricidad y agua; y un poco más del 80% de la industria de la construcción. En cuanto al sector

terciario, a nivel estatal, el municipio aporta el 1.09% al comercio; el 0.69% a los servicios de transporte y comunicación; y más del 70% a servicios privados no financieros.

Agricultura

Los principales productos agrícolas que se cultivan en nuestro municipio son los siguientes: Cultivos cíclicos: maíz, frijol y sandía. Cultivos perennes: cacao, coco, naranja, pimienta, mango, toronja, limón agrio y tamarindo. De estos los de mayor importancia por su rentabilidad económica y a la cual se dedica un mayor porcentaje de superficies sembradas son: en primer lugar, de importancia está el coco, con una superficie sembrada de aproximadamente 5 mil 182 hectáreas y una producción en descenso, en los últimos años, de 5 mil 194 toneladas en el año agrícola 98/99; 5 mil 151 toneladas en el 2000/2001 y 4 mil 664 toneladas en el año agrícola 2001/2002.

En segundo lugar, de importancia está la producción de cacao, con una superficie sembrada de 2 mil 572 hectáreas y una producción en descenso; de 1552 toneladas en el año agrícola 98/99 pasó a 1440 t en 2000/01 y 1 mil 484 toneladas para el año agrícola 2001/02.

En tercer lugar, está la producción de maíz, con una superficie sembrada que varía según año agrícola. En el año agrícola 98/99 la superficie sembrada fue de 368 hectáreas para el año agrícola 2000/01 la superficie sembrada fue de 575 hectáreas y para el ciclo 2001/02 fueron sembradas 487 hectáreas. Asimismo, se percibió una producción con un ligero aumento, mientras que para el año agrícola 98/99 fue de 294 toneladas, para el ciclo 2000/01 fue de 604 toneladas y en año agrícola 2001/02 de 659 toneladas.

En cuarto lugar, está la producción de frijol, con una ligera variación por superficie sembrada según ciclo. En el ciclo agrícola 98/99 la superficie sembrada fue de 64 hectáreas, para el año agrícola 2000/01 esta fue de 175 hectáreas y para el ciclo 2001/02 la superficie sembrada fue de 160 hectáreas. Asimismo, se percibió una producción de 47 toneladas en el ciclo agrícola 98/99, 53 toneladas para el ciclo agrícola 2000/01 y 44 toneladas para el año agrícola 2001/02.

Asimismo, la pimienta con 87 hectáreas y una producción en descenso de 28 t en el año agrícola 98/99, 43 toneladas en 2000/01 y 4 toneladas para el ciclo agrícola 2001/02.

La superficie sembrada de naranja fue de 56 hectáreas, con una producción en descenso de 660 toneladas en el año agrícola 98/99 y 560 toneladas en el 2000/01.

La superficie sembrada de limón agrio fue de 13 hectáreas, con una producción en ascenso de 84 toneladas en el ciclo agrícola 98/99; 110 toneladas para el año agrícola 2000/01 y 117 t en el año agrícola 2001/02. En cuanto a la toronja, el mango, la sandía y el tamarindo ocupaban el resto de la superficie dedicada a la producción agrícola en el municipio.

En total la superficie dedicada a la agricultura en el municipio ha variado según el año agrícola. En el ciclo agrícola 98/99 la superficie sembrada fue de 8355 hectáreas para el año agrícola 2000/01 fue de 8669 hectáreas y para el ciclo 2001/02 fue de 8515 hectáreas sembradas.

Ganadería

La producción pecuaria en el municipio está conformada por la producción de bovinos, porcinos, ovinos, equinos, aves de traspato, engorda, guajolotes, colmenas, leche de bovino, pieles, huevo para plato, miel y vísceras.

El municipio posee 6896 hectáreas de pastos y praderas dedicadas a la ganadería.

En 1999 el 41.43% de las tierras destinadas a la ganadería eran inducidas y el 58.57% naturales. Asimismo, para el 2002 el 59.99% eran inducidas y el 40.01% naturales.

La producción de bovinos, al 31 de diciembre de 2002, fue de 9531 cabezas y 1651 sacrificados con 343.5 toneladas de carne en canal.

La producción porcina fue de 11536 cabezas y 7774 sacrificados con 340.68 toneladas de carne en canal. La producción ovina fue de 750 cabezas y 157 sacrificados con 2.57 toneladas de carne en canal. En cuanto a la una producción equina esta fue de 936 cabezas. Se obtuvo una producción de 60250 aves de traspato y 47739 sacrificados con 76.29 toneladas; 2481 aves de engorda y 13495 sacrificados con 26.18 toneladas; 9146 guajolotes y 6970 sacrificados con 37.36 toneladas; se registraron 473 colmenas con una producción de 22.98 toneladas de miel; se obtuvo una producción de 133.49 toneladas de pieles de bovino, incluyendo ovino y porcino. Asimismo, se obtuvo 38.04 toneladas de huevo para plato y 292.36 toneladas de vísceras de bovino, porcino y ovino.

El municipio posee 6896 hectáreas de pastos y praderas dedicadas a la ganadería. En 1999 el 41.43% de las tierras destinadas a la ganadería eran inducidas y el 58.57% naturales. Asimismo, para el 2002 el 59.99% eran inducidas y el 40.01% naturales. La producción de bovinos, al 31 de diciembre de 2002, fue de 9531 cabezas y 1651 sacrificados con 343.5 toneladas de carne en canal.

La producción porcina fue de 11536 cabezas y 7774 sacrificados con 340.68 toneladas de carne en canal. La producción ovina fue de 750 cabezas y 157 sacrificados con

2.57 toneladas de carne en canal. En cuanto a la una producción equina esta fue de 936 cabezas. Se obtuvo una producción de 60250 aves de traspato y 47739 sacrificados con 76.29 toneladas; 2481 aves de engorda y 13495 sacrificados con 26.18 toneladas; 9146 guajolotes y 6970 sacrificados con 37.36 toneladas; se registraron 473 colmenas con una producción de 22.98

toneladas de miel; se obtuvo una producción de 133.49 toneladas de pieles de bovino, incluyendo ovino y porcino. Así mismo se obtuvo 38.04 toneladas de huevo para plato y 292.36 toneladas de vísceras de bovino, porcino y ovino.

Industria

Hay fábricas de pinole, chocolate, hielo, ropa, muebles, blocks y tortillerías.

La elaboración de productos de fibra de vidrio representa una considerable fuente de empleo para el municipio, así como una de las actividades de mayor relevancia del estado que son la extracción de ostras y aquí podrás encontrar una Planta Empacadora y Enlatadora de Mariscos y Ostiones Ahumados en Puerto Ceiba.

Turismo

Paraíso es uno de los municipios del estado de Tabasco que más se ha desarrollado en estos últimos años y que posee hermosas playas y lagunas como así una variada fauna y flora. La oferta turística, cultural y gastronómica de Paraíso Tabasco es variada.

La actividad turística presenta muchas posibilidades de desarrollo. Existen bellas playas, lagunas, barras, ríos y paisajes naturales, además de atractivos centros turísticos como Barra de Tupilco, Arroyo Verde, Playa Dorada, Paraíso, mar, Nuevo Paraíso, Varadero, Playa Bruja, el desarrollo turístico Cangrejopolis y el Parador Turístico Puerto Ceiba.

Infraestructura y Servicios.

El municipio de Paraíso cuenta con energía eléctrica, agua potable, alumbrado público, telefonía, seguridad pública y tránsito, servicio de limpia, mercados, plazas comerciales, terminales de autobús, pavimentación, mantenimiento de drenaje, panteón, rastros, paseos y jardines.

El ayuntamiento administra los servicios de parques y jardines, mercados, limpia, unidades deportivas y recreativas, panteones y rastros.

Abasto.

El municipio cuenta con 4 mercados públicos, supermercados, tiendas de autoservicio, tiendas de abarrotes, 25 tiendas de Diconsa y semanalmente se instala (un) tianguis o mercado sobre ruedas.

Deporte.

El municipio de Paraíso cuenta con una unidad deportiva ubicada en la cabecera municipal, así como instalaciones deportivas en Chiltepec, Nicolás Bravo 3ª sección, Oriente 2ª sección, y

Madero, donde pueden practicarse la mayoría de las disciplinas deportivas a nivel popular como voleibol, básquetbol, fútbol y béisbol, y un palacio de los deportes.

Salud.

La demanda de servicios médicos es atendida por organismos oficiales y privados en el medio urbano y rural, contando para ello con 13 unidades médicas, 12 de consulta externa, 1 de hospitalización general de la Secretaría de Salud y un hospital General de Petróleos Mexicanos.

Los consultorios rurales proporcionan servicios de medicina preventiva, consulta externa y medicina general. Los centros de salud y materno-infantil ofrecen además de los ya mencionados, los de laboratorio de análisis clínicos, rayos x y de regularización sanitaria, atención obstétrica, ginecológica, pediátrica, y hospitalización.

Seguridad Social.

Se cuenta con 4 unidades médicas, 1 del Instituto Mexicano del Seguro Social, 1 del Instituto de Seguridad Social y Servicio de los Trabajadores del Estado, 1 de Petróleos Mexicanos, y 1 del Instituto de Seguridad Social del Estado de Tabasco.

Medios de Comunicación.

El municipio cuenta con una amplia red de comunicaciones que permiten arribar a él por vía terrestre y fluvial.

Terrestres

El Municipio de Paraíso cuenta con 129,60 km de carreteras pavimentadas y de terracería; de las cuales 18,50 km son de carreteras federales pavimentadas y 111,10 km de carreteras estatales; de las cuales 108,40 km están pavimentados y 2,70 km se encuentran revestidos.

Las principales carreteras que comunican al municipio son:

- Carretera federal 180 Villahermosa-Cárdenas-Comalcalco-Paraíso
- Carretera federal 180 Villahermosa-Centla-Paraíso
- Carretera estatal Villahermosa-Comalcalco-Paraíso
- Carretera estatal Villahermosa-Jalpa de Méndez-Paraíso
- Carretera No.187 Paraíso-Villa Puerto Ceiba

Los medios de transporte que se utilizan en el municipio son microbuses, taxis, mototaxis y autobuses; existe además una Terminal de autobuses de 1ª clase (ADO) y central camionera de 2ª clase.

Aéreos

Paraíso no cuenta con aeropuerto, el más cercano se encuentra en la Ciudad de Villahermosa que se encuentra aproximadamente a 68 km del Municipio de Paraíso.

Fluviales

A pesar de que existen varios ríos en el área de estudio, estos son utilizados por la población en el cultivo del ostión y para realizar actividades como la pesca ribereña y en menor grado como medio de transporte.

El Municipio de Paraíso cuenta con el principal puerto de altura conocido como "Dos Bocas" que está equipado con helipuerto, hangares, área de aterrizaje y despegue.

Teléfono, Telégrafo y Correo

La Ranchería Ceiba no cuenta con líneas telefónicas, telégrafo y correo, pero la cabecera municipal cuenta con los servicios públicos básicos entre ellos 4 oficinas de correo (1 administración, 2 expendios y 1 sucursal) 2 oficinas telegráficas, telefonía particular, telefonía automática rural y radio telefonía.

Otros

En el Municipio de Paraíso se editan los periódicos "El Cascabel", que es el más antiguo con 40 años; "Horizontes Nacionales", "Opinión", "Tabasco Hoy", "El Herald de Tabasco", "El Criollo" y la revista "La Edición"; también se recibe información a través de estaciones de radio y periódicos de la capital del estado, cuenta con cobertura de televisión estatal, nacional, y por los sistemas de SKY, DISH, VETV y DIRECTV.

IX.4.4 Análisis Preliminar de Riesgo.

El análisis preliminar de riesgos se considera como una herramienta eficaz para identificar de manera preliminar los peligros y amenazas en la fase de diseño del proyecto y/o instalación reconociendo las Sustancias Peligrosas, condiciones y posibles Peligros que conlleva el utilizar una determinada tecnología, así como las salvaguardas, medidas de seguridad, y protecciones consideradas para cada una de las áreas que conforman el Proyecto y/o Instalación. Siendo de particular interés, la implementación de las mejores prácticas nacionales e internacionales de ingeniería, códigos y estándares normalmente reconocidos, y en su caso, la aplicación hasta donde sea posible del Diseño inherentemente seguro. Algunos ejemplos de metodologías se muestran en la siguiente tabla.

Tabla IX-24. Metodologías de Análisis Preliminar de Peligros

Tipo	Nombre
Metodología de Análisis de Riesgo Cualitativo	Identificación de peligros (Hazid)
	Lista de Verificación
	Revisión de Seguridad

IX.4.4.1 Análisis de Identificación de Peligros Hazid.

Para este proyecto como Análisis preliminar de riesgo se elaboró la Identificación de Peligros con la metodología **Hazid** (ver Anexo 4e).

El estudio HAZID es una herramienta para la identificación de peligros, utilizada en el inicio de un proyecto tan pronto como están disponibles los diagramas de flujo del proceso, los balances de calor y masa, los trazos de diseño. También se requiere de la infraestructura existente, clima e información geotécnica, estos son una fuente de peligros externos.

La realización de un análisis HAZID puede involucrar entre otras, las siguientes etapas:

1. Definición del área de estudio.
2. Definición de los sistemas a analizar.
3. Definición de los subsistemas a analizar.
4. Sesiones HAZID.

Durante las sesiones, el equipo HAZID revisa cada uno de los peligros identificados y cada una de sus causas, consecuencias, salvaguardas y acciones, que son registradas en las hojas de trabajo HAZID.

Para desarrollar un estudio HAZID, se integra un grupo multidisciplinario de especialistas con experiencia y conocimiento del proyecto, de los departamentos de diseño, ingeniería, operaciones, seguridad y medio ambiente, encabezado por un líder con conocimiento profundo de la técnica. Se requiere que comprendan completamente el proyecto y sus interrelaciones, a fin de poder cuestionar correctamente cada una de las actividades y etapas de este, identificando las desviaciones al propósito original que puedan ocurrir y así, determinar cuáles de esas desviaciones pudiesen dar lugar a riesgos para el personal, el medio ambiente y/o las instalaciones durante el ciclo de vida del proyecto.

Es conveniente que dicho líder no esté estrechamente involucrado en el diseño ni en los aspectos operativos para asegurar la objetividad del estudio. El director debe incitar a la discusión cuando sea necesario, al tiempo que debe dejar que los miembros del equipo descubran las soluciones buscadas.

El líder nombrado facilitará el progreso del estudio, informará al equipo de los objetivos y la metodología del mismo y los guiará durante todas las etapas para realizar el informe. En esencia, el HAZID debe revisar y escrutar cada una de las etapas operativas del proyecto, con suficiente detalle para identificar todos los riesgos.

El HAZID es una técnica cualitativa que permite identificar desviaciones del propósito original o postulados de accidentes que pudieran ocurrir durante el proyecto.

Para cada desviación identificada se incluye la siguiente información:

1. La lista de las posibles causas.
2. La lista de las consecuencias.
3. Evaluación previa del riesgo inherente empleando una matriz de ponderación de riesgos.
4. La respuesta del riesgo para asegurar que las salvaguardas son apropiadas.
5. Recomendaciones en caso de que el riesgo deba ser reducido.
6. Evaluación final del riesgo.

Para cada uno de los peligros identificados se realiza la evaluación del riesgo inherente (sin considerar las salvaguardas existentes o previstas) y del riesgo residual (teniendo en cuenta las salvaguardas existentes o previstas), valorando la severidad de las potenciales consecuencias

para las personas, los activos, el medio ambiente y la imagen de la compañía, así como la probabilidad de que el riesgo se materialice.

Desarrollo de Sesiones.

Para la identificación de los riesgos en la instalación se utilizó la metodología cualitativa HAZID, aplicada por un grupo multidisciplinario, la cual tiene el objetivo principal el evaluar cualitativamente el número y cuales escenarios peligrosos o accidentales puedan producirse, identificando sus causas, consecuencias y posibles salvaguardas (sistemas de prevención o mitigación).

Integrantes del Equipo Multidisciplinario.

El presente estudio se realizó con la participación de un equipo multidisciplinario formado por personal de PETRONAS y Territorio y Medio Ambiente Ver Anexo 4f-IV.

Desarrollo de las Metodologías.

En las siguientes tablas se muestran los sistemas y los subsistemas analizados mediante la metodología HAZID, con la participación de un grupo multidisciplinario, para la Identificación de Peligros, Jerarquización y Evaluación de Riesgos para el proyecto denominado: "Exploración del Área Contractual 26".

Tabla IX-25. Número de Identificación de Nodos por la Metodología Hazid.

Sistemas	Subsistema (Nodo)
1. Perforación de Pozos Exploratorios.	1. Diseño
	2. Construcción (Movilización / Desmovilización / Instalación)
	3. Operaciones Rutinarias (procesamiento, perforación, revestimiento, cementación, grúas y operaciones en plataforma, etc.)
	4. Operaciones No rutinarias (Pre-Arranque, mantenimiento mayor, paradas de emergencia, situaciones de emergencia y otros).
	5. Abandono.

Resultados de la Identificación de Riesgos.

En la Tabla IX-26, se puede observar un resumen general del análisis desarrollado para el proyecto. En dicha información podrá detectarse el nivel de análisis propuesto mismo que indica las diferentes causas identificadas por sistema y el número de consecuencias propuestos.

Tabla IX-26. Resumen General de la Aplicación de la Metodología Hazid

Sistema	Subsistema	Número de items de analizados			
		¿Qué pasa si...?	Consecuencias	Salvaguardas	Recomendaciones
1. Perforación de los pozos Exploratorios.	1. Diseño.	1	3	17	1
	2. Construcción (Movilización / Desmovilización / Instalación).	2	5	11	1
	3. Operaciones rutinarias (Procesamiento de lodo, perforación, operaciones de recubrimiento, cementación, grúa y operaciones en	16	26	90	1
	4. Operaciones no rutinarias (Pre-arranque, Mantenimiento mayor, Paradas de emergencia, situaciones de emergencia and otros).	4	5	6	0
	6. Abandono.	1	2	1	1

Una vez realizada la identificación de riesgos a través de la metodología de identificación HAZID, se procedió a realizar la jerarquización de riesgos

Jerarquización de escenarios de riesgos.

La Figura IX-45, muestra las matrices y el número de escenarios resultantes de la jerarquización de riesgos por la aplicación de la metodología Hazid, Resaltando la zona donde se ubican clasificándolos como riesgos: Intolerable, Tolerable si es tan bajo como razonablemente factible y Aceptable en términos Generales.

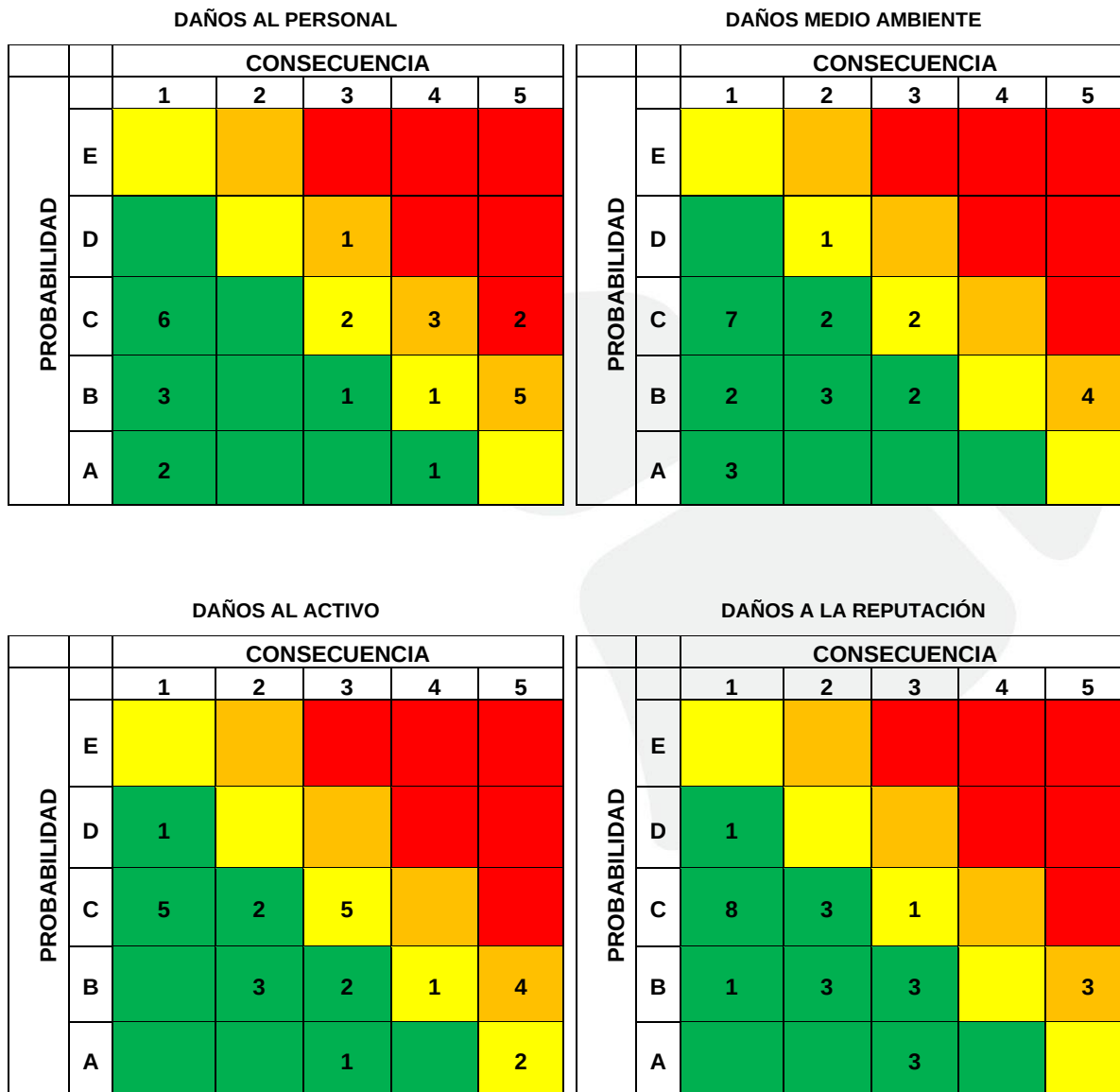


Figura IX-44. Matriz de Riesgos Identificados (Metodología HazId, Re-jerarquizado).

Después de realizar la jerarquización de Riesgos, para el proyecto denominado: "Exploración del Área Contractual 26", se observan 2 escenarios los cuales caen dentro de la región de riesgo Alto (considerando el Riesgo Residual que es sin salvaguardas), para lo cual se desarrollan los siguientes escenarios de Riesgo mostrados en la siguiente tabla:

Tabla IX-27. Escenarios de Riesgo identificados en Hazid.

No	Descripción del escenario identificado	Nivel de Riesgo (F x C)	Identificación del nodo o sistema	Nombre de la instalación	Instalación superficial	Sustancia involucrada
1	Fuga de gas y crudo ligero debido a una pérdida de control del pozo/integridad de pozo con posible incendio, heridas al personal y daño a los bienes.	Alto	1.1.1.1, 1.1.1.3, 1.1.1.2, 1.2.1.1, 1.3.1.2., 1.3.2.1, 1.3.3.1, 1.3.11.1, 1.3.11.2,	Área contractual 26	Pozo Exploratorio	Crudo Ligero
2	Derrame de crudo en lecho marino durante la perforación, debido a una pérdida de control del pozo/integridad de pozo con daño al medio ambiente.	Alto	1.1.1.1, 1.1.1.3, 1.1.1.2, 1.2.1.1, 1.3.1.2., 1.3.2.1, 1.3.3.1, 1.3.11.1, 1.3.11.2, 1.3.16.1, 1.5.1.1	Área contractual 26	Pozo Exploratorio	Crudo Ligero

En el análisis Hazid los peligros identificados de Alto riesgo por Pérdida de control de pozo/Integridad son considerados como escenarios de riesgo a simular. Las recomendaciones derivadas del análisis Hazid se presentan en el Anexo 4e.

IX.4.4.2 Antecedentes de Incidentes y Accidentes de Proyectos y/o Instalaciones Similares.

El análisis histórico de accidentes (AHA), esta metodología se utilizó para el análisis de accidentes e incidentes ocurridos en instalaciones semejantes al "Exploración del Área Contractual 26".

La Base de Datos Mundial de Accidentes Marítimos (WOAD), que almacena información sobre 6.451 accidentes ocurridos en la industria de hidrocarburos y gas en alta mar entre 1970 y 2012, contiene principalmente información sobre el Mar del Norte (57%) y el Golfo de México (26%) y, en menor medida, otras partes del mundo (17%).

Según la información de esta base de datos, se informaron los siguientes accidentes entre 1970 y 2012 organizados por tipo de unidad Tabla IX-28 muestra los accidentes relacionados con la perforación y exploración de campos petroleros y, por lo tanto, es más relevante para el Proyecto. La Tabla IX-29 muestra los accidentes en general que ocurrieron en la industria de hidrocarburos pero que no necesariamente involucran actividades de perforación y exploración.

Tabla IX-28. Accidentes totales asociados con la perforación y exploración por tipo de unidad (en el mundo de 1970 a 2012).

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

Fuente: Base de datos mundial de accidentes en alta mar.

Tabla IX-29. Accidentes generales en la industria de hidrocarburos.

Tipo de unidad	Accidente	Incidente	Casi accidente	Evento insignificante	Total
Isla artificial	2	1	0 0	0 0	3
Barcaza (sin taladrar)	63	34	2	1	100
Estructura de hormigón	83	432	78	138	731
Quemador	1	0 0	0 0	1	2
Unidad de almacenamiento y descarga de producción flotante de hidrocarburos (FPSO) construida desde un barco	25	102	9 9	32	168
Helicóptero	243	19	13	3	278
Plataforma de la chaqueta	746	916	128	259	2,049
Autoelevante	577	219	13	35	844
Boya de carga	13	19	2	5 5	39

Tipo de unidad	Accidente	Incidente	Casi accidente	Evento insignificante	Total
Unidad móvil (no equipo de perforación)	18 años	3	0 0	0 0	21
Otros	0 0	2	0 0	1	3
Otras estructuras fijas	4 4	6 6	0 0	2	12
Tubería	145	115	1	4 4	265
Semisumergibles	306	663	151	123	1,243
Sumergibles	19	5 5	0 0	1	25
Plataforma TLP	14	137	24	30	205
Estructura bien soportada	127	36	2	2	167

Fuente: Base de datos mundial de accidentes en alta mar.

Además, en su informe de 2017 sobre la seguridad de las operaciones de helicópteros en alta mar en el Golfo de México, la Conferencia Asesora de Seguridad de Helicópteros (HSAC) informa que ha habido 29 accidentes desde 1999, en los que 7 fueron mortales (24%): 15 muertes y 18 heridos.

El Centro Johns Hopkins para la investigación de las lesiones y la política de lesiones, parte de la Escuela de Salud Pública Bloomberg John Hopkins (JHSPH), informa que los helicópteros que trabajan con plataformas de perforación y buques de perforación en el Golfo de México fallan, en promedio, más de seis veces al año, lo que resultó en un promedio de 5 muertes al año de 1983 a 2009. Durante este tiempo, se produjeron 178 accidentes con 139 muertes, incluidos 41 pilotos y 3 copilotos. Los análisis determinaron que el resultado más común de fallas mecánicas en accidentes fatales y no fatales fue la pérdida de potencia del motor, que ocurrió en casi un tercio de los accidentes fatales. La mayoría de los aterrizajes forzados después de fallas mecánicas se produjeron en el mar, el 20% de los cuales resultó en el hundimiento del helicóptero a pesar de estar equipados con dispositivos de flotación activados por el piloto.

La Tabla IX-30 a continuación presenta algunos de los accidentes de helicópteros más recientes asociados con la industria petrolera en alta mar en el Golfo de México y el mundo.

Tabla IX-30. Accidentes de helicópteros en operaciones petroleras en el mundo.

Fecha	Helicóptero	Ubicación	Hechos	Porque
19 / enero / 1996	Eurocopter AS332	Aberdeen	El helicóptero volaba hacia las plataformas petrolíferas cuando fue alcanzado por un rayo que causó graves daños a su rotor de cola. El piloto se vio obligado a hacer un aterrizaje de emergencia en el mar. Todos sobrevivieron.	Externo
18 / nov / 1998	Helicópteros Asesa y Pegaso	Golfo de México, Campeche	Una colisión de dos helicópteros mientras transportaba a los directores de PEMEX entre plataformas marinas en la Sonda de Campeche. 20 muertes	Error operacional humano
2001	Aerosátiale AS332L1	El mar del Norte	El movimiento de la plataforma petrolera hizo que el helicóptero volcara mientras los rotores todavía giraban. 1 herido	Externo
16 / julio / 2002	Sikorsky S-76A	El mar del norte	Durante un vuelo a la plataforma petrolera Clipper, las palas del rotor principal se soltaron y causaron un choque de alta velocidad en el mar. 11 personas murieron	Técnico
19 / junio / 2003	BO-105	Golfo de México, Campeche	Un helicóptero se lanzó al mar debido a causas desconocidas después de despegar de la plataforma de Júpiter para repostar. 1 muerte	Desconocido
13 / abril / 2006	XA-TNE	Golfo de México, Campeche	Unos minutos después de despegar hacia la zona de la plataforma petrolera, un helicóptero sufrió una falla mecánica. La tripulación logró ejecutar un aterrizaje en el agua y fueron rescatados.	Técnico
27 / dic / 2006	Eurocopter AS365	Morecombe Bay, Inglaterra, Reino Unido.	Durante una operación nocturna de transporte de personal, el piloto se desorientó debido al mal tiempo, perdió altitud y se estrelló en el mar. Ambos pilotos y 5 pasajeros murieron	Operacional
1 / abril / 2009	Eurocopter AS332 L2 Super Puma	Escocia, Reino Unido	En el viaje de regreso desde la plataforma petrolera Miller, el piloto perdió el control del helicóptero debido a una falla repentina de la caja de engranajes del rotor principal, lo que provocó que el rotor se soltara. El helicóptero se estrelló contra el mar a gran velocidad. El accidente destruyó el helicóptero y murieron 16 pasajeros.	Técnico
2012	Eurocopter EC225	El mar del Norte	El piloto informó un problema con la caja de cambios y su intención de hacer un aterrizaje de emergencia en el mar. Sin muertes ni lesiones.	Técnico

Fecha	Helicóptero	Ubicación	Hechos	Porque
15 / febrero / 2015	Agusta Westland AW119 MK II	Golfo de México	El helicóptero de repente se desvió hacia la izquierda. Se ejecutó un aterrizaje de emergencia. No hubo muertos ni heridos. El helicóptero sufrió daños mecánicos.	Externo
18 / jun / 2015	Campana 407	Golfo de México	Fuertes vientos empujaron el helicóptero fuera del helipuerto y la plataforma de perforación cuando su motor estaba en marcha. El piloto resultó herido.	Externo
6 / febrero / 2015	Bell 206B	Golfo de México	Un helicóptero se estrelló contra el agua cerca de Galveston mientras regresaba de una plataforma por la noche. 1 de cada 3 personas desapareció. La causa fue un error piloto	Operacional
12 / ago / 2015	Sikorsky S-76C	Lagos, Nigeria	El helicóptero regresaba de una plataforma cuando se estrelló contra el lago. Razones desconocidas 6 muertes	Desconocido
3 / nov / 2015	Desconocido	Mumbai High Oil Field, India	El helicóptero estaba realizando pruebas de aterrizaje nocturno y se estrelló en el mar por razones desconocidas. Dos muertes	Desconocido
29 / abr / 2016	Airbus H225	Bergen, Noruega	Al regresar de una plataforma petrolera, el rotor principal del helicóptero se rompió. Como resultado, el helicóptero se estrelló y se quemó en una pequeña isla. Los 13 pasajeros murieron.	Técnico
27 / febrero / 2017	Campana 407	Golfo de México	El piloto no pudo mantener la altitud y se estrelló en el mar mientras regresaba para reparar el motor. 1 muerte (el piloto)	Operacional
2 / mayo / 2017	Campana 407	Golfo de México	Pérdida del rotor de cola, que provocó un aterrizaje de emergencia. Sin muertes ni lesiones.	Técnico
26 / sep / 2017	Desconocido	Cabinda, Angola	El helicóptero estaba en ruta hacia la plataforma Tombua-Landana y nunca llegó a su destino. El helicóptero se estrelló contra el mar, 6 muertes	Desconocido

Fuente: HSAC (conferencia consultiva de seguridad de helicópteros); Junta Nacional de Seguridad del Transporte y Aeroassurance

Operacional: un evento asociado con la operación del helicóptero.

Externo: un evento asociado con las condiciones climáticas.

Técnico: un evento asociado con una falla mecánica o del equipo.

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

IX.4.4.3 Derrames importantes en aguas de los Estados Unidos.

Según el Bureau Ocean Energy Management (BOEM), se registraron 47 derrames importantes de 1,000 barriles de hidrocarburos entre 1964 y 2011 en aguas bajo la jurisdicción federal de los Estados Unidos. La Tabla IX-31 muestra los accidentes causados por reventones.

Tabla IX-31. Grandes derrames de hidrocarburos en aguas estadounidenses.

Notas	Fecha	Empresa	Nombre de la instalación	Clasificación USCG *	Derrame total (barriles)	Hidrocarburos y refinados (barriles)	Fluidos sintéticos (barriles)	Otros productos químicos (barriles)	Producto derramado	Porque
1, 3	1964-10-03	Signal Oil y Gas Company	Plataforma B	Mayor	5,100	5,100	0 0	0 0	Hidrocarburo	Clima, fuerza externa, huracán Hilda
1, 3	1964-10-03	Midwest Oil Corp. y / o Continental Oil Co.	Plataformas A, C y D	Mayor	5,180	5,180	0 0	0 0	Hidrocarburo	Clima, fuerza externa, huracán Hilda
1	1965-07-19	Pan American Petroleum Corp.	Cajón No. 7	Medio	1,688	1,688	0 0	0 0	Condensados	Falla en el equipo
1, 2	1969-01-28	Union Oil Company of California	Plataforma A Pozo No. A-21	Mayor	80,000	80,000	0 0	0 0	Hidrocarburo	Falla del equipo, error humano
dieciséis	1969-03-16	Mobil Produciendo Texas y Nuevo México	Pues no 3	Mayor	2,500	2,500	0 0	0 0	Hidrocarburo	Clima, colisión, fuerza externa, falla del equipo,

Notas	Fecha	Empresa	Nombre de la instalación	Clasificación USCG *	Derrame total (barriles)	Hidrocarburos y refinados (barriles)	Fluidos sintéticos (barriles)	Otros productos químicos (barriles)	Producto derramado	Porque
										error humano
1, 2, 5	1970-02-10	Chevron Oil Company	Plataforma C	Mayor	65,000	65,000	0 0	0 0	Hidrocarburo	Fuerza externa, falla del equipo, error humano, incendio
1, 2, 7, 8	1970-12-01	Shell Offshore, Inc.	Plataforma B Pozo No. B-21.	Mayor	53,000	53,000	0 0	0 0	Hidrocarburo	Falla del equipo, explosión, incendio, 36 lesiones, 4 muertes.
1	2007-10-21	Anadarko Petroleum Corporation	Pues no 1	Medio	1,061	0 0	1,061	0 0	Hidrocarburo sintético a base de aceite	Falla del equipo, pérdida de control del pozo
1,2,5,7,8	2010-04-20	BP Exploración y Producción Inc.	-	Mayor	Estar determinado	Estar determinado	Estar determinado	Estar determinado	Hidrocarburo	Bajo investigación

Fuente: Bureau Ocean Energy Management (BOEM).

Notas

1 Derrames menores causados por reventones: menos de 10,000 galones (menos de 238 barriles)

2 Derrames moderados que llegaron a tierra: 10,000 a 99,999 galones (238 a 2,380 barriles)

3 Derrames importantes causados por huracanes: 100,000 galones y más (2,381 barriles y más)



ESTUDIO		
"MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL MODALIDAD REGIONAL EXPLORACIÓN DEL ÁREA CONTRACTUAL 26"		
PREPARADO: TEMA	FECHA: JUN/21	REV. No. : 0

DOCUMENTO No.:
TEM-MA-ME-B26

4 Daños provocados por huracanes: basados solo en el tamaño del derrame, sin evaluar los impactos

5 Explosión / fuego

6 colisión

7 Lesiones 8 Muertes

IX.4.4.4 Derrames de hidrocarburos de PEMEX

Las estadísticas de PEMEX fueron revisadas para encontrar incidentes locales relacionados. Según la empresa paraestatal mexicana Petróleos Mexicanos (PEMEX), los derrames reportados en la Tabla IX-32 ocurrieron en aguas bajo jurisdicción federal. El derrame de Ixtoc 1 es especialmente importante ya que es un incidente que ocurrió durante la perforación de un pozo.

Tabla IX-32. Derrames de hidrocarburos de PEMEX

Fecha	Nombre de la instalación	Ubicación	Hechos	Cantidad derramada
1979	Ixtoc I, pozo exploratorio	Situado en el Golfo de México, a 965 kilómetros al sur de Texas ya 94 kilómetros de Ciudad del Carmen.	PEMEX estaba perforando un pozo de hidrocarburos a una profundidad de 3.63 kilómetros cuando se perdió la perforación y la circulación del lodo de perforación. En consecuencia, se perdió la estabilidad y se produjo una explosión de alta presión que provocó la pérdida de la contención. El hidrocarburo se incendió debido a una chispa y la unidad de perforación se derrumbó.	3,3 millones de barriles de hidrocarburos El hidrocarburo alcanzó zonas costeras.
1999	Indisponible	Indisponible	El informe de salud, seguridad y medio ambiente de PEMEX indicó que el 3% de los derrames registrados durante las operaciones de PEMEX en 1999 tuvieron lugar en el mar.	Indisponible
2,000	Indisponible	Indisponible	El informe de salud, seguridad y medio ambiente de PEMEX indicó que el 7% de los derrames registrados durante las operaciones de PEMEX en 2000 tuvieron lugar en el mar.	Indisponible



ESTUDIO		
"MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL MODALIDAD REGIONAL EXPLORACIÓN DEL ÁREA CONTRACTUAL 26"		DOCUMENTO No.:
PREPARADO: TEMA	FECHA: JUN/21	REV. No. : 0
		TEM-MA-ME-B26

Fecha	Nombre de la instalación	Ubicación	Hechos	Cantidad derramada
2001	Indisponible	Indisponible	El informe de salud, seguridad y medio ambiente de PEMEX indicó que el 3% de los derrames registrados durante las operaciones de PEMEX en 2001 tuvieron lugar en el mar.	Indisponible
2002	Indisponible	Indisponible	El informe de salud, seguridad y medio ambiente de PEMEX indicó que el 1% (200 toneladas) de los derrames registrados durante las operaciones de PEMEX en 2002 tuvieron lugar en el mar.	Indisponible
2003	Indisponible	Indisponible	De acuerdo con el informe de salud, seguridad y medio ambiente de PEMEX para 2003, se produjeron 72 derrames de hidrocarburos en el mar, 2 como resultado de las actividades de PEMEX Refinery (PR) y 70 de PEMEX Exploration and Production.	1,022 barriles de hidrocarburos, asociados con 72 derrames.
2006	Indisponible	Indisponible	Según el informe de salud, seguridad y medio ambiente de PEMEX, se registraron 51 derrames de hidrocarburos en el mar en 2006.	Indisponible
2007	Bueno KAB-121	Situado a 32 kilómetros (20 millas) de la Terminal Marina Dos Bocas (TMDB) en el Municipio de Paraíso.	Como resultado del mal tiempo, la unidad de perforación autoelevada Usumacinta se estrelló contra el Kab-121, que estaba perforando el Kab 103, rompiendo así el árbol de Navidad y provocando un derrame de hidrocarburos y gas natural.	Indisponible
2011	Indisponible	Indisponible	Según el informe de salud, seguridad y medio ambiente de PEMEX, se registraron 12 derrames de hidrocarburos en el mar en 2011.	Un total de 40 barriles para los 12 eventos.
2012	Boya de amarre de un solo punto (SPM) número 3	Costa del Pacífico (Oaxaca)	El hundimiento de la boya de amarre de un solo punto número 3, desactivada desde 2008, derramó hidrocarburos en el mar en Salina Cruz.	Mil litros de hidrocarburos
2015	Akal-H	Bahía de Campeche,	Derrame de gas y petróleo sin víctimas mortales o	Indisponible



ESTUDIO		
"MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL MODALIDAD REGIONAL EXPLORACIÓN DEL ÁREA CONTRACTUAL 26"		DOCUMENTO No.: TEM-MA-ME-B26
PREPARADO: TEMA	FECHA: JUN/21	REV. No. : 0

Fecha	Nombre de la instalación	Ubicación	Hechos	Cantidad derramada
		México	heridos. El accidente afectó la producción diferida de hidrocarburos por una suma de 15,000 barriles. La compañía petrolera controló el incendio con cuatro buques de respuesta a emergencias.	

Fuente: Esta información sobre salud, seguridad y medio ambiente se tomó de los informes anuales de la empresa paraestatal PEMEX.

IX.4.4.5 Incidentes reportados por PCCMO.

Grupo Petronas, al que pertenece PCCMO, ha estado expandiendo sus proyectos de exploración y producción de recursos en el extranjero en diferentes partes del mundo, incluidas las Américas. La seguridad de los trabajadores y la protección y conservación del medio ambiente ocupan un lugar destacado en la lista de prioridades de Petronas, como lo demuestran sus políticas y su forma de hacer negocios. Petronas no ha registrado un evento importante de derrame durante sus proyectos y campañas de exploración y producción anteriores en las Américas.

IX.4.5 Identificación de Peligros, Evaluación y Análisis de Riesgos.

El Análisis de Riesgo de Proceso para el proyecto denominado: "Exploración del Área Contractual 26", en su etapa de Perforación, está integrado por una serie de metodologías cuyo objeto es el identificar las principales desviaciones durante el proceso de operación, el cual está dividido en diferentes etapas como:

- Análisis de Riesgo Cualitativo.
- Análisis de Riesgo Cuantitativo.

Dentro de cada una de las etapas se emplean diferentes metodologías, de acuerdo a las necesidades del proyecto se seleccionarán las más adecuadas.

IX.4.5.1 Análisis Cualitativo de Riesgo.

El proceso de realizar el Análisis Cualitativo de Riesgos consiste en evaluar cuál es el impacto y la probabilidad de ocurrencia de cada uno de los riesgos identificados.

El nivel de riesgo se define como Cualitativo cuando se realiza una aproximación inicial que no refleja el rigor del análisis detallado objetivo. El nivel de riesgo se puede calificar como alto, medio o bajo, dependiendo del impacto que suponga para la consecución del proyecto y de la probabilidad de que el evento ocurra.

En función de las combinaciones entre impacto y probabilidad (Matriz de Impacto y Probabilidad) podremos determinar la importancia que debemos otorgar al riesgo evaluado. Además, nos permitirá planificar la realización del Análisis Cuantitativo.

IX.4.5.1.1 Identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos.

Elección de la Metodología.

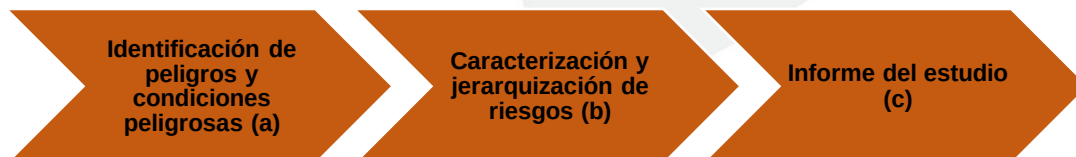
Los criterios bajo los cuales se desarrollaron las diferentes etapas que integran el presente documento, correspondiente al proyecto denominado: "Exploración del Área Contractual 26", en su etapa de Perforación se desglosan a continuación:

- 1 El procedimiento de perforación fue usado para el desarrollo de la metodología HazOp, el cual fue proporcionado por PETRONAS.
- 2 Para la estimación de valores de frecuencia y consecuencia se utilizaron las tablas propuestas por la Empresa Consultora Territorio y Medio Ambiente S.A. de C.V.

Lo antes descrito estará en apego a los siguientes lineamientos:

- 1 IEC 61882, Gestión de la confiabilidad - Estudios de peligro y operabilidad (HazOp).
- 2 Chemical Industries Association, Guía de Estudios de Peligros y Operabilidad, Reino Unido, 1987.

En la figura siguiente puede observarse las etapas a seguir para el desarrollo del presente estudio.



Del diagrama de bloques antes mostrado, se señala que la etapa de identificación de peligros y/o riesgos es la fase previa y decisiva de un Análisis de Riesgo cuyo propósito final es determinar una serie de eventos tipo denominado hipótesis accidentales que se pueden producir en una instalación.

Es importante señalar que, como alcance de este documento, se contempla el desarrollo y análisis de los incisos a), b), c), por lo que en este documento se hará mención de información resultante de la metodología de identificación de riesgos utilizada para el caso de estudio. El objetivo primordial para la utilización de esta metodología es el identificar la evolución del suceso iniciador (identificado a través de las sesiones de trabajo para la identificación de peligros HazOp) el cual dependerá de la naturaleza del escenario en el que sucede y de las condiciones de ocurrencia.

La base primordial es que, una vez identificado el suceso iniciador a través de esta técnica, se procederá a estudiar su evolución, los cuales estarán en función de factores condicionantes y que se agruparán de manera lógica y obtener un listado de los accidentes o eventos finales más característicos de la instalación cuya ocurrencia podrá ser debida a varias secuencias de evolución de iniciadores.

Para la elaboración del presente documento, el grupo multidisciplinario de Análisis de Riesgo aplicó para la identificación de riesgos la metodología HazOp.

El presente informe fue elaborado por la empresa Territorio y Medio Ambiente, S.A. de C.V., con base a la información proporcionada por PETRONAS, la cual desarrolló el diseño de la ingeniería referente al proyecto denominado: "Exploración del Área Contractual 26", así como de la información derivada de las sesiones HazOp llevado a cabo por el grupo multidisciplinario de trabajo para identificar los posibles riesgos del proceso.

Descripción y Desarrollo de la Metodología para la Identificación de Riesgos.

El Estudio de Riesgo y Operabilidad (HazOp) del proyecto denominado: "**Exploración del Área Contractual 26**", está integrado por una serie de metodologías cuyo objeto es el identificar las principales desviaciones durante el proceso, los cuales son:

- Metodología HazOp.
- Jerarquización de Riesgos.

La descripción de la metodología se da a continuación:

Metodología HazOp.

La técnica de análisis de peligros y operabilidad "HazOp" se basa en el principio de que varios expertos con diferentes especialidades puedan interactuar de una manera creativa y sistemática para identificar más problemas trabajando juntos que trabajando separados. La técnica de análisis "HazOp" fue originalmente desarrollada por el Dr. Trevor Kletz en la década de 1970 en la compañía Imperial Chemical Industries, para evaluar la operación de sus instalaciones industriales, posteriormente esta técnica fue adaptada de manera colegiada por el American Institute of Chemical Engineers y difundida a partir de 1992 a través de las Guías editadas por el Center for Chemical Process Safety, y es recomendada para identificar los problemas de seguridad y de operabilidad que se pudiesen presentar en una instalación durante su operación normal, arranque y paro, AICHE 1999.

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

El HazOp (Hazard and Operability Study) es una técnica cualitativa que permite identificar postulados de accidentes que pudieran ocurrir en la instalación.

La metodología consiste en dividir la instalación en subsistemas que tengan una identidad funcional propia y en seleccionar una serie de nodos en cada subsistema donde se analizan las posibles desviaciones de las principales variables que caracterizan el proceso (presión, temperatura, caudal, etc.). Las desviaciones son establecidas de forma sistemática recurriendo a una lista de palabras guía que califican el tipo de desviación. Ejemplos de palabras guía más utilizadas se mencionan en la Tabla IX-33.

Tabla IX-33. Palabras Guía más Utilizadas en la Metodología HazOp.

Palabras Guía	
No/ninguna	Negación del intento de diseño
Más	Incremento cuantitativo
Menos	Decremento cuantitativo
Además de	Incremento cualitativo
Parte de	Decremento cualitativo
Inversa	Opuesto lógico del intento
Otro que	Sustitución completa

Como se mencionó anteriormente, cuando las palabras guía se combinan con las variables de proceso, sugieren desviaciones o problemas potenciales.

Para cada desviación identificada se debe incluir la siguiente información:

- 1 La lista de las posibles causas.
- 2 La lista de las consecuencias.
- 3 La respuesta automática del sistema ante la desviación.
- 4 El tipo de señalización (acústica/visual) que puede permitir la detección de la anomalía.

- 5 Recomendaciones para evitar las causas o limitar las consecuencias.
- 6 Comentarios: cualquier tipo de anotación para completar alguno de los puntos.

La aplicación de esta metodología implica la formación de un equipo multidisciplinario (seguridad, operación, ingeniería, mantenimiento, etc.). Las hojas de trabajo correspondiente a la aplicación de la metodología HazOp para el proyecto denominado: **"Exploración del Área Contractual 26"**.

Terminología Utilizada en el Estudio HazOp.

Durante el desarrollo de las sesiones de trabajo para la identificación de peligros y jerarquización de riesgos mediante la metodología HazOp, se utilizan varios términos con significado especial:

- **Nodo:** Son los puntos o secciones donde el proceso cumple con una función específica de diseño. Los nodos normalmente son secciones de tubería, recipientes u otro equipo (la amplitud del nodo depende de la experiencia del equipo de trabajo y de la experiencia que se tenga del proceso). La selección de nodos los define usualmente el líder del estudio antes de las reuniones de trabajo.
- **Parámetro:** Es un aspecto del proceso que lo describe físicamente, químicamente o en términos que digan que está sucediendo.
- **Intención:** La intención define como se espera que el sistema opere en el nodo. La intención provee un punto de referencia para desarrollar desviaciones.
- **Palabra Clave:** Esta es una palabra o frase utilizada para calificar o cuantificar la intención y asociada a parámetros para describir desviaciones.
- **Desviación:** Es la pérdida de la intención de diseño y es descubierta aplicando sistemáticamente las palabras guía a cada parámetro en cada nodo.

Los objetivos del HazOp son:

- Identificación de peligros, donde se identifican las características de los materiales de la planta, proceso, equipo, procedimiento, etc., que puedan representar accidentes potenciales.
- Identificación de problemas de operabilidad, donde se identifican los problemas potenciales, operativos, los cuales podrían ocasionar que se falle en alcanzar la productividad y metas de diseño.

Método de Árboles de Fallos.

Los árboles de fallos constituyen una técnica ampliamente utilizada en los análisis de riesgos en la medida que proporcionan resultados cualitativos y cuantitativos.

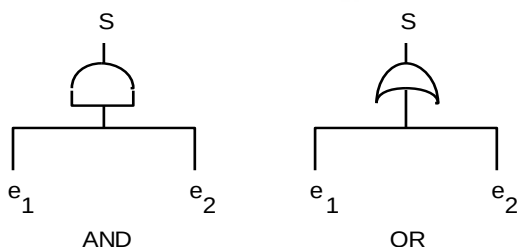
Esta técnica consiste en un proceso deductivo basado en las leyes del Algebra de Boole que permite determinar la expresión de un suceso estudiado en función de los fallos básicos de los elementos que intervienen en él.

El primer paso consiste en identificar el suceso "no deseado" o suceso TOP que ocupará la cúspide de la estructura gráfica representativa del árbol. De la definición clara y precisa del TOP depende todo el desarrollo del árbol.

Con este TOP se establecen de forma sistemática todas las causas inmediatas que contribuyen a su ocurrencia. Se han definido de esta forma los llamados sucesos intermedios que, a su vez, pueden ser descompuestos en sus causas directas. En la representación del árbol estos sucesos intermedios se reseñan en los recuadros rectangulares. La unión entre dos distintos sucesos se realiza mediante puertas lógicas.

Los dos tipos más elementales corresponden a las puertas AND y OR. La puerta OR se utiliza para indicar un "O" lógico. El símbolo es el indicado más abajo y significa que la salida lógica S ocurrirá siempre y cuando ocurra por lo menos una de las dos entradas lógicas e1, e2.

La puerta AND se utiliza para indicar un "Y" lógico. El símbolo es el indicado más abajo. Para que ocurra la salida lógica S es necesario que ocurran conjuntamente las dos entradas lógicas e1, e2.



Se suelen numerar las puertas del árbol para facilitar su identificación.

El proceso de descomposición de un suceso intermedio se repite sucesivas veces hasta llegar a los sucesos básicos o componentes del árbol. Estos son eventos que no requieren mayor desglose, bien porque su análisis no proporcionará información adicional, o bien porque su tasa de fallo se puede encontrar directamente en los bancos de datos de fiabilidad disponibles. Los sucesos básicos representan indistintamente un fallo de un equipo, un error humano de operación o incluso la ocurrencia de un suceso externo (incendio, terremoto, etc.), en cuyo caso, el dato

utilizado es una frecuencia de aparición. En la representación del árbol se suelen indicar en círculos y se numeran para mayor comodidad.

En el análisis cabe destacar dos fases bien diferenciadas. La primera consiste en la elaboración del árbol, y es donde se deben integrar todos los conocimientos sobre el funcionamiento y operación de la instalación.

La segunda fase consiste en cuantificar el árbol de fallos. Para ello se reduce la lógica del árbol hasta obtener las combinaciones mínimas de sucesos primarios cuya ocurrencia simultánea garantiza la ocurrencia del propio TOP. Cada una de estas combinaciones, también llamadas conjunto mínimo de fallos ("minimal cut-set" en la nomenclatura anglosajona), corresponde a la intersección lógica (en Algebra de Boole) de varios sucesos elementales. Como por hipótesis de los árboles de fallos se supone que los sucesos básicos son mutuamente independientes (es decir que la ocurrencia de uno de ellos no tiene influencia sobre la ocurrencia de otro), la probabilidad de un conjunto mínimo de fallos viene dada por el producto de las probabilidades de los sucesos elementales que los componen.

A su vez el suceso TOP viene representado por la unión lógica de todos los N conjuntos mínimos de fallos y se evalúa su probabilidad –P (TOP)- aplicando la fórmula correspondiente:

$$P(TOP) = \sum_{i=1}^N C_i - \sum_{i=1}^{N-1} \sum_{j=i+1}^N C_i * C_j + \sum_{i=1}^{N-2} \sum_{j=i+1}^{N-1} \sum_{k=i+2}^N C_i * C_j * C_k + \dots$$

$$\dots + (-1)^{N-1} * C_i * C_j * \dots * C_N$$

Donde C_i designa la probabilidad de un conjunto mínimo de fallos:

$$C_i = \prod_{s=1}^P a_s$$

Siendo así la probabilidad de s-ésimo suceso básico del conjunto mínimo de P sucesos (o de orden P).

El cálculo de frecuencia obtenido de los árboles de fallos se ha basado en la bibliografía existente, concretamente se ha utilizado el SERH (Safety Equipment Reliability Handbook, 3ª edición; 2007) y en OREDA (Offshore Reliability Data 4ª. Edición 2002) Los criterios utilizados para determinar las probabilidades de fallo de los instrumentos y válvulas, son los siguientes:

Para las válvulas se han utilizado tasas de fallo al operar medio (abierto o cerrado) y falla no detectada.

Por otra parte, el cálculo de frecuencias para un determinado evento se encuentra asociado al Tipo Ce elemento que origina el fallo, es decir, como criterio general para el desarrollo del mismo se considera lo siguiente:

Para el cálculo de frecuencia para una determinada válvula o cualquier otro Tipo Ce componente que está en stand-by y sólo opera en caso de demanda, se considera la obtención de PFD (Probabilidad de Falla a la Demanda) por medio de la obtención de λ (Tasa de Fallo) de las bases de datos SERH y OREDA, y multiplicándolo por el factor 8,769 para obtener la tasa de fallos por año.

Método de los Árboles de Eventos (o Sucesos).

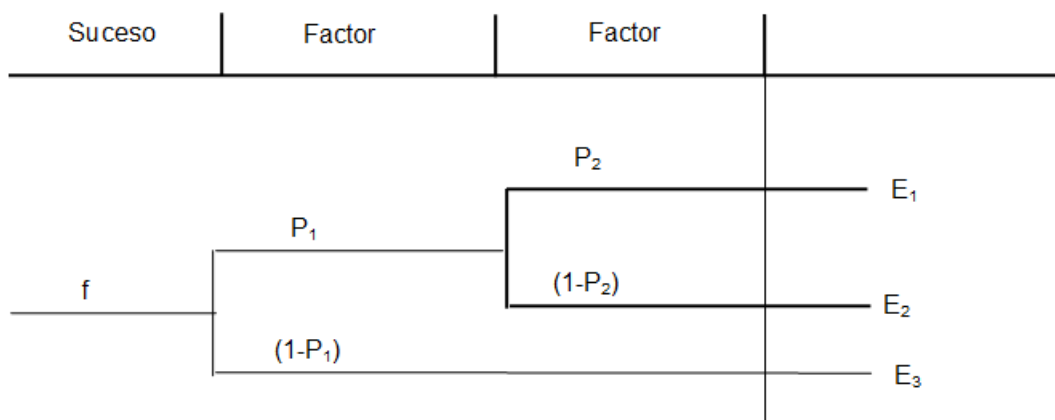
El árbol de eventos o análisis de secuencia de sucesos es un método inductivo que describe de forma cualitativa y cuantitativa la evaluación de un suceso iniciador hasta el accidente final en función de las características del iniciador, del entorno y de los sistemas de protección.

Partiendo del fallo inicial o iniciador y considerando los factores condicionantes involucrados, el árbol describe las secuencias accidentales que conducen a los posibles eventos. La construcción y evaluación del árbol comienza por la identificación de los factores condicionantes y sus probabilidades de ocurrencia (éxito/fallo) de cada uno de ellos (incluso, si es preciso, recurriendo a un árbol de fallos).

A continuación, se colocan cada uno de los N factores identificados como cabezales y partiendo del iniciador se plantea sistemáticamente para cada uno de ellos dos bifurcaciones: en la parte superior se refleja el éxito o la ocurrencia del suceso (con probabilidad P) y en la parte inferior se representa el fallo o no ocurrencia del suceso (probabilidad 1-P).

Se obtienen así 2N combinaciones o secuencias. Sin embargo, las dependencias entre los sucesos hacen que la ocurrencia o éxito de uno de ellos pueda eliminar la posibilidad de otros reduciéndose así el número total de secuencias.

La disposición horizontal de los "cabezales" se suele hacer por orden cronológico de evolución del accidente, si bien este criterio es difícil de aplicar en algunos casos. El árbol de sucesos representado a continuación pretende ilustrar su construcción y evaluación:



Dónde:

f = frecuencia del suceso iniciador

P_i = probabilidad de ocurrencia (éxito) del suceso i

$1-P_i$ = probabilidad de no ocurrencia (fallo) del suceso i

fE_i = frecuencia del evento E_i , con

$$fE_1 = f \cdot P_1 \cdot P_2$$

$$fE_2 = f \cdot P_1 \cdot (1-P_2)$$

$$fE_3 = f \cdot (1-P_1)$$

Para un determinado evento se suman las frecuencias de las distintas secuencias que conducen a él.

Premisas y Criterios para el Desarrollo de la Metodología.

Los criterios bajo los cuales se desarrollaron las diferentes etapas que integran el presente documento correspondiente a la evaluación de consecuencias para el proyecto denominado: **"Exploración del Área Contractual 26"**, se desglosan a continuación:

- 1 Los documentos como: Procedimientos de servicios y Planos de Localización, empleados para el desarrollo de las metodologías de identificación de riesgos.

- 2 Para la estimación de valores por consecuencia, se han considerado todos los eventos que representen mayores riesgos al personal y a las instalaciones. Dichos eventos son los que se encuentren dentro un riesgo No tolerable, Importante o Moderado, todos estos eventos serán modelados mediante el software PHAST, versión 8.4.
- 3 Los criterios técnicos considerados para la simulación de los eventos seleccionados (composición de la mezcla, comportamiento de fuga, etc.) están contenidos en la sección referente a la estimación de consecuencias de este documento (Capítulo 4.5.2.2).

Para lo antes descrito, se han considerado criterios y estándares nacionales e internacionales como:

- IEC-61882 "Hazard and operability studies, Application guide",
- TNO-CPR-16E Methods for the Determination of Possible Damage.
- Guideline for quantitative risk assessment, Purple book, CPR 18E, 2004.
- "Guidelines" books were the Guidelines for Chemical Process Quantitative Risk Analysis (CPQRA Guidelines)), 2000.

En este apartado se enuncia el desarrollo de la metodología utilizada para la Identificación de riesgos del proyecto denominado: **"Exploración del Área Contractual 26"**.

Para el desarrollo de las sesiones de trabajo HazOp, se usará la matriz de PETRONAS.

Matriz de riesgo HSE de Petronas (HSERM)

La Matriz de riesgo del Grupo Petronas (Tabla IX-34) se aplica para la evaluación cualitativa del riesgo de los peligros para determinar la Calificación del Riesgo. Los riesgos se evalúan en términos de la gravedad de las consecuencias (el peor de los casos) y la probabilidad (histórica) graficada en los ejes X e Y. La intersección de los valores de consecuencia y probabilidad indica la clasificación de riesgo del peligro; en otras palabras, **bajo, medio, alto o muy alto**. La matriz aparece a continuación.

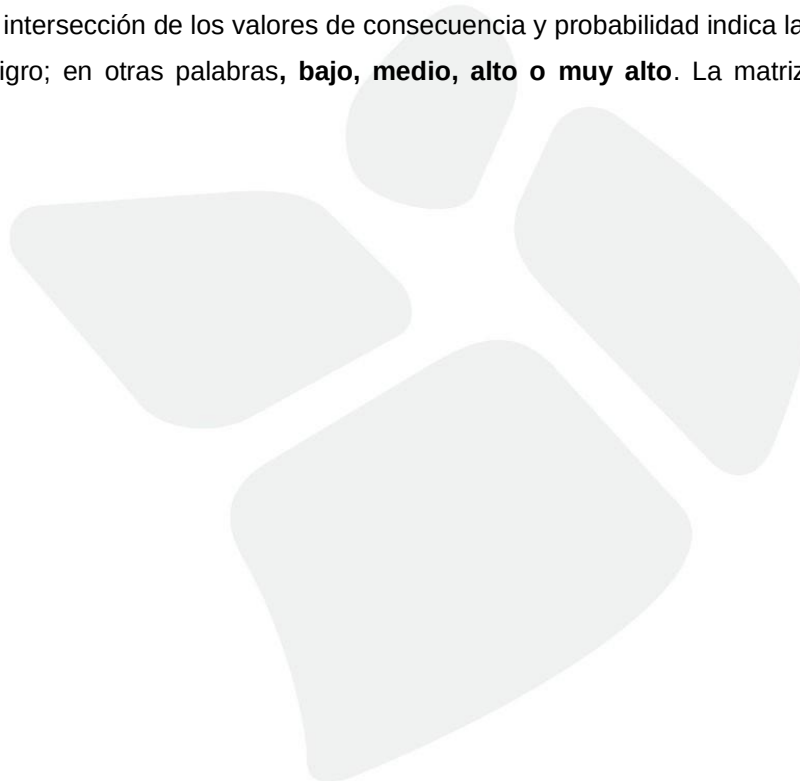


Tabla IX-34. Matriz de Riesgos de PETRONAS.

		Menor			Mayor		
		Severidad	1	2	3	4	5
Consecuencias		Personal	Lesión leve	Herida leve	Lesión mayor	Fatalidad única	Múltiples fatalidades
					Principales efectos sobre la salud * Discapacidad parcial permanente	Incapacidad permanente total	Incapacidad permanente total múltiple
		Medio Ambiente	Ligero impacto	Impacto menor	Impacto Moderado	Impacto Mayor	Impacto masivo
		Activo	Leve daño	Daños menores	Daño local	Daño mayor	Daño extenso
		Reputación*	Ligero impacto	Impacto limitado	Impacto considerable	Gran impacto nacional	Gran impacto internacional
PROBABILIDAD	E Muy Probable	El incidente ha ocurrido varias veces al año en la OPU	E1 MEDIO	E2 ALTO	E3 MUY ALTO	E4 MUY ALTO	E5 MUY ALTO
	D Probable	El incidente ha ocurrido en la OPU, o más de una vez al año en Petronas	D1 BAJO	D2 MEDIO	D3 ALTO	D4 MUY ALTO	D5 MUY ALTO
	C Probable	El incidente ocurrió en Petronas, o más de una vez al año en la industria global.	C1 BAJO	C2 BAJO	C3 MEDIO	C4 ALTO	C5 MUY ALTO
	B Improbable	El incidente ha ocurrido en la industria global.	B1 BAJO	B2 BAJO	B3 BAJO	B4 MEDIO	B5 ALTO
	A Altamente Improbable	Nunca ha ocurrido en la industria global, pero aún podría	A1 BAJO	A2 BAJO	A3 BAJO	A4 BAJO	A5 MEDIO

Como se muestra en la Tabla IX-34, el eje vertical Y de la Matriz de Riesgo muestra la probabilidad de que la consecuencia potencial ocurra en el "peor de los casos" para el peligro identificado. La probabilidad se evalúa en una escala de A a la E (A: menos frecuente, E: más frecuente). La frecuencia de probabilidad se basa en la ocurrencia histórica real de una consecuencia similar al "peor caso" en la OPU (Unidad Operativa del Grupo Petronas), o PETRONAS, o la industria global. Por lo tanto, en ausencia de datos históricos de ocurrencia, pero donde no se puede descartar la posibilidad de tal ocurrencia, la probabilidad se considera A.

Del mismo modo, la posible consecuencia del peligro se mide, en términos de gravedad, como P, E, A, R. (Personas, Medio Ambiente, Activos, Reputación) Esto se hace seleccionando una gravedad en el eje horizontal X para el "peor - caso "consecuencia que el peligro podría tener en P, E, A, R. La escala" 1 "a" 5 "indica el nivel de gravedad incremental para la consecuencia.

Desarrollo de Sesiones.

Para la identificación de los riesgos en la instalación se utilizó la metodología cualitativa HazOp, aplicada por un grupo multidisciplinario, la cual tiene el objetivo principal el evaluar cualitativamente el número y cuales escenarios peligrosos o accidentales puedan producirse, identificando sus causas, consecuencias y posibles salvaguardas (sistemas de prevención o mitigación).

La información utilizada fue proporcionada por PETRONAS, y esta es la más reciente con la que se cuenta

Integrantes del Equipo Multidisciplinario.

El presente estudio se realizó con la participación de un equipo multidisciplinario formado por personal de PETRONAS y Territorio y Medio Ambiente Ver Anexo 4f-IV.

Desarrollo de las Metodologías.

El número de nodos y subsistemas identificados para la aplicación de las metodologías de identificación de riesgos para el proyecto denominado: "Exploración del Área Contractual 26" se muestra en la Tabla IX-35.

Tabla IX-35. Número de Identificación de Nodos por la Metodología HazOp.

Nodo	Parámetros diseño/operación	Intención de Diseño
1. PISO DE PERFORACIÓN Y TORRE DE PERFORACIÓN.	Piso de Perforación: Sección de la subestructura de la instalación que congrega el equipamiento crítico para la perforación. (1) unidad. Torre de perforación Guía vertical de movimiento de lastre de tuberías al pozo. (1) unidad	
1A Sistema de Lastre y Sistema de Sentina	Sistema de Lastre Tipo de Tanques: Tanques de Lastre. No. De Tanques diferenciados: 6 -. Capacidad de volumen del Tanque No.1 de lastre de agua, de doble fondo, central: 1,381 m ³ -. Capacidad combinada de Tanques No. 1 de lastre de agua en proa, popa, centro, babor y estribor: 12, 192.1 m ³ -. Capacidad combinada de Tanques No. 2 de lastre de agua en proa, popa, centro, babor y estribor: 12,694.9 m ³ -. Capacidad combinada de Tanques No. 3 de lastre de agua, babor y estribor: 3,488.2 m ³ -. Capacidad combinada de Tanques No. 3 de lastre de agua de sustento, babor y estribor: 8,893.0 m ³ -. Capacidad combinada de Tanques No. 4 de lastre de agua, babor y estribor: 4,347.2 m ³ -. Capacidad combinada de Tanques No. 4 de lastre de agua de sustento, babor y estribor: 8,897.0 m ³ -. Capacidad combinada de Tanques No. 5 de lastre de agua, babor y estribor: 2,240 m ³ -. Capacidad combinada de Tanques No. 5 de lastre de agua de sustento, babor y estribor: 11,443.8 m ³ -. Capacidad combinada de Tanques No. 6 de lastre de agua, babor y estribor: 5,682.8 m ³	

Nodo	Parámetros diseño/operación	Intención de Diseño
	- Capacidad de tanque de popa babor 1,675.5 m³ - Capacidad de tanque de popa estribor 1,605.1 m³ -Bombas de lastre (Unidades): 2 (dos). -Capacidad de descarga de cada bomba de lastre: 2,500 m³/h -Motores eléctricos de soporte: 2 (dos) sets. -E-ductor de lastre de agua 1 (uno) - * Sistema de Sentina - Equipos eliminadores de agua de Sentina (Unidades) 2 (dos) - Capacidad de descarga de cada bomba: 100 m³ / h - Pozos de sentina con alarma de nivel sensorial programado 2 (dos) unidades - Número de tanques ubicados en cuarto de máquinas para el manejo de agua de sentina: 3 (tres) - Capacidades de los tanques de agua de sentina: 1) Depósito de agua de sentina ubicado en parte frontal de la sala (20 m³), 2) Depósito de agua de sentina del cuarto de máquinas, (50 m³), 3) Depósito de agua de sentina separado del cuarto de máquinas. (10 m³) - Equipo de bombeo asociado al desplazamiento de agua de sentina, en condiciones normales de operación o en caso de emergencia: -2 Bombas de 340 m³/h de capacidad ubicadas en sección delantera de área de bombas, 1 bomba de 5 m³/h situada en la parte delantera de equipos auxiliares del cuarto de máquinas, 2 bombas de capacidad de 500 y 240 m³/h, ubicada respectivamente en sección posterior del cuarto de máquinas, con equipo de agua de lastre y agua de sentina. Derrick / Mástil máxima carga de elevación de la torre de perforación: 1,134 metros desde el centro de los pozos auxiliares. 907 mts desde el centro de un pozo. Paquetes de perforación por acomodo en la torre. 2 (doble paquete) Carga dinámica máxima para gancho de pozo principal: 1.134 t	

Nodo	Parámetros diseño/operación	Intención de Diseño
	Mesa rotativa (En área de perforación principal Fabricante: NOV (National Oilwell Varco). Modelo RST-755 Velocidad a 40 GPM de flujo hidráulico: 5 RPM Máxima presión hidráulica de trabajo aplicada: 3000 psi. Velocidad intermitente máxima velocidad a 115 GPM de flujo hidráulico: Capacidad de carga rotativa: 1,000 Toneladas cortas (700 Ton). Máxima apertura en el rango de 75-1/2" con adaptador de buje 75-1/2" X 49-1/2" Máximo torque continuo a 5 RPM: 45,000 pie-libra (61,011 N-m) Máximo torque de respaldo bloqueado: 120,000 pie-libra (162,698 N-m) Distancia entre pozos centrales y torre de perforación: 12, 2 m	
2.SISTEMA DE LODO DE ALTA PRESIÓN	SISTEMA DE LODO DE ALTA PRESIÓN Bombas de transferencia / Bombas de mezcla - Cantidad No: 5 Bombas de transferencia de lodo. - Creación/Modelo: National Tríplex – 14-P-220 7,500 psi) - Motores Eléctricos: 2 motores eléctricos vinculados a cada bomba - Tipo/Tamaño Motor eléctrico. :1,150 Caballos de fuerza. - Válvulas de relevo: Modelo Titan 44000-02 BX, asociadas a las bombas Bombas de Carga Centrifuga - Cantidad No.: 5 Bombas de Carga Centrifuga - Creación/Modelo (de cada bomba): NOV (National Oilwell Varco) Mission Supreme-2500 - Capacidad de salida de cada bomba: 150 Caballos de fuerza.	



ESTUDIO		
"MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL MODALIDAD REGIONAL EXPLORACIÓN DEL ÁREA CONTRACTUAL 26"		
PREPARADO: TEMA	FECHA: JUN/21	REV. No. : 0

DOCUMENTO No.:
TEM-MA-ME-B26

Nodo	Parámetros diseño/operación	Intención de Diseño
	- Potencia de bombeo hp: 134 m³/ h Control operacional de sistema de lodo de alta presión -. Paneles de control y monitoreo de las bombas de lodo: (6 unidades) 1 panel de control en la cabina del perforador y 1 panel de control ubicado en el lugar de ubicación y servicio de cada bomba. -. Paro de emergencia de bombas de lodo en funcionamiento (2 botones) 1 en el pozo principal /auxiliar y 1 asociado a cada equipo en su ubicación. -. Paro de emergencia de bomba de lodo local (1 botón), detiene el funcionamiento de la bomba local y el funcionamiento de sus auxiliares asociados - Paro de emergencia en piso de Perforación. (3 a 4 botones) Cuando se activa alguno de los botones en piso de perforación todas las bombas de lodo y sus equipos asociados se detienen, hasta que el sistema sea reseteado, se puede operar nuevamente. Sistema de ventilación en área de bombas de lodo -. Tipo de Ventilación: 2 elementos suministradores de aire al área y 2 elementos extractores de aire viciado. -. Alarma diferencial: Si/ No: No (se realiza monitoreo de presión negativa).	
3. SISTEMA DE LODO DE BAJA PRESIÓN	Unidades mezcladoras de lodo (4) cuatro) Ubicación de las unidades mezcladoras: Area de contrapozos de lodo 12 y 6 Unidades de bombeo de mezcla de lodo (4) cuatro) Características de las bombas de mezclado: Capacidad centrifuga de bombeo de 227 m³/h de fluido lodoso. Unidad Mezcladora Venturi: 1 (una) Maquina cortador de sacos: 1 (una) Bombas de trasferencia de mezcla (las requeridas para el volumen a preparar) Bombas remotas operadas por válvulas (las requeridas para el volumen a preparar) Fluidos requeridos según volumen y mezcla a proporción: agua de mar, base de control de dilución base aceite, agua de perforación, mezcla de salmuera, lodo conforme a requerimiento del pozo.	
4. ALMACENAMIENTO DE BARITA Y CEMENTO.	Cemento: i (una) unidad de bombeo independiente es proporcionada por un tercero. Capacidad de unidad cementera proporcionada par alimentación de trompo: 15,000 WP Presencia de indicadores de presión en tubería conductora de cemento. Al	Almacenamiento de barita y cemento



ESTUDIO		
"MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL MODALIDAD REGIONAL EXPLORACIÓN DEL ÁREA CONTRACTUAL 26"		
PREPARADO: TEMA	FECHA: JUN/21	REV. No. : 0

DOCUMENTO No.:
TEM-MA-ME-B26

Nodo	Parámetros diseño/operación	Intención de Diseño
	almacenamiento. Bombas de transferencia de lodos con capacidad de 227 m3/h de fluido mediante accionamiento centrifugo horizontal.	
5. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE DIESEL.	Capacidad de almacenaje aproximada: 6,000 m3 Cantidad de tanque s de emisión de Diesel marino: 2 (dos) Taza de descarga de Diesel a los generadores de cuarto de máquinas: 113.4 m³ Líneas derivadas a tanque de emergencia: 1 (una) Unidad de purificación del sistema de alimentación de Diesel: 4 (cuatro) Unidades Alfa-laval S-936	Tanque de Diesel para unidad de cementación, tanque de cemento de arranque, unidad de cementación, y unidad de mezclado
6. SEPARADOR GAS-LODO	Ubicación: Piso de perforación. Capacidad de operación: 5 m3/s Presión de diseño: 14.8 bares. Origen de 2 líneas de descarga: Desde el múltiple de estrangulación. Origen de 1 línea de lodo caliente de 4 pulgadas: Desde bombas de transferencia de lodo.	
7. MANIFOLD DE ESTRANGULACIÓN.	Ubicación en la instalación: Piso de perforación Principal interconexión: con el preventor de descontrol de pozos (BOP) Equipo asociado: separador Gas lodo mediante líneas de entrada.	

Con base en las premisas, consideraciones y la descripción de la metodología, en el anexo 4f se presenta el reporte completo de las hojas de trabajo HazOp del proyecto denominado: **"Exploración del Área Contractual 26"**.

Resultados de la Identificación de Riesgos.

La siguiente información corresponde a los resultados obtenidos de las sesiones de trabajo del grupo multidisciplinario de trabajo para la identificación de riesgos del proyecto denominado: **"Exploración del Área Contractual 26"**.

En la Tabla IX-36, se puede observar un resumen general del análisis desarrollado para el proyecto. En dicha información podrá detectarse el nivel de análisis propuesto mismo que indica las diferentes causas identificadas por nodo y el número de consecuencias propuestos.

Tabla IX-36. Resumen General de la Aplicación de la Metodología HazOp.

Nodo	Desviación	Número de ítems analizados			
		Causas	Consecuencias	Salvaguardas	Recomendaciones
1. Piso de perforación y torre de perforación.	1. Más Peso (carga en el gancho) en sarta de perforación.	6	9	12	9
	2. Menos Peso (carga en el gancho) en sarta de perforación.	2	5	5	2
	3. Más Velocidad (Ritmo de penetración) en sarta de perforación.	2	2	8	5
	4. Menos Velocidad (Ritmo de penetración en sarta de perforación).	2	4	4	0
	5. Mas Torque (de rotaria) en sarta de perforación.	7	25	19	3
	6. Menos torque (de rotaria) en sarta de perforación.	3	4	7	0
	7. Presencia de gas en el lodo en Línea de Flote.	3	5	31	9
	8. Presencia de gas Sulfhídrico (H ₂ S) en el lodo. en Línea de Flote.	2	3	24	6
	9. Más Flujo de lodo a la salida en Línea de Flote.	3	4	27	7

ESTUDIO			
"MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL MODALIDAD REGIONAL EXPLORACIÓN DEL ÁREA CONTRACTUAL 26"			DOCUMENTO No.:
PREPARADO: TEMA	FECHA: JUN/21	REV. No. : 0	TEM-MA-ME-B26

Nodo	Desviación	Número de ítems analizados			
		Causas	Consecuencias	Salvaguardas	Recomendaciones
	10.Menos Flujo de lodo a la salida en Línea de Flote.	5	19	13	3
	11.Altitud Temperatura del lodo a la salida. en Línea de Flote.	3	5	14	2
	12.Altitud Densidad del lodo a la salida en Línea de Flote.	3	8	6	0
	13.Baja Densidad del lodo a la salida en Línea de Flote.	3	5	22	10
	14.Mas Flujo de lodo a la salida, al sacar la tubería. en Línea de Flote.	2	2	10	2
	15.Menos Flujo de lodo a la salida, al sacar la tubería. en Línea de Flote.	1	1	4	1
	16.Más flujo de lodo a la salida (con pozo en observación) en línea de flote.	1	1	11	1
	17.Más presión barrena de perforación.	1	4	1	0
	18.Menos presión barrena de perforación.	2	2	2	0
	19.(Caudal inverso). Barrena de perforación.	1	0	0	0
	20.Altitud Presión (línea de stand-pipe).	2	6	4	0
	21.Baja Presión (línea de stand-pipe).	2	4	2	0
2. Sistema de lodo de alta presión.	1. Alta presión (bombas de lodos).	4	11	4	0
	2. Alta temperatura (bombas de lodos).	1	5	1	0
	3. Más emboladas por minuto (EPM) (bombas de lodos).	2	6	8	0
	4. Menos emboladas por minuto (EPM) (bombas de lodos).	1	5	1	0
3. Sistema de lodo de baja presión.	1. Alta temperatura (presas de lodos).	3	7	7	0

Nodo	Desviación	Número de ítems analizados			
		Causas	Consecuencias	Salvaguardas	Recomendaciones
	2. Baja temperatura (presas de lodos).	1	0	0	0
	3. Alto nivel de lodos (presas de lodos).	4	10	4	7
	4. Bajo nivel de lodos (presas de lodos).	7	9	33	4
	5. Alta densidad de lodo (presas de lodos).	4	13	12	0
	6. Baja densidad de lodo (presas de lodos).	3	3	29	5
4. Almacenamiento de barita y cemento.	1. Más presión (Silos de Barita/Cemento).	5	20	17	0
	2. Menos presión (Silos de Barita/Cemento).	4	10	5	0
5. Sistema de distribución de diésel.	1. Más nivel.	1	2	2	0
	2. Menos nivel.	2	3	4	0
6. Separador gas - lodo	1. Más presión,	1	5	6	0
	2. Menos presión.	1	0	0	0
7. Manifold de estrangulación.	1. Más Presión.	2	6	14	0
	2. Menos presión.	1	1	6	1

Es importante señalar que la utilización de la metodología de jerarquización de riesgos durante el desarrollo del Análisis HazOp, tiene como base la experiencia del grupo multidisciplinario, dicha jerarquización es la pauta para el análisis cuantitativo a desarrollar, de igual forma como parte de este estudio será necesario el llevar a cabo la selección de los principales escenarios de riesgo, conforme a los resultados de la matriz de ponderación de riesgos tomando como base aquellos escenarios que se encuentren dentro de la zona intolerable o Tolerable si es tan bajo como razonablemente factible (de acuerdo a la matriz utilizada en el presente estudio).

Para mayor detalle de los resultados de las sesiones de trabajo, ver las hojas de trabajo HazOp en el Anexo 4F.

IX.4.5.1.2 Jerarquización de Escenarios de Riesgos.

Un peligro a menudo puede tener más de una consecuencia en forma de consecuencias primarias, secundarias y terciarias. Por ejemplo, las consecuencias del procesamiento de incidentes de seguridad pueden incluir lesiones / fatalidades, daños ambientales, daños a los activos y/o pérdida de la reputación de la empresa. La gravedad de todas las posibles consecuencias se evaluará durante la evaluación del riesgo.

Las siguientes reglas se aplicarán al determinar el nivel de gravedad de la posible consecuencia:

- Suponiendo que no se hayan implementado barreras de control o recuperación:
- Se realizará una evaluación individual para cada una de las categorías P, E, A, R.
- El resultado plausible del "peor de los casos" se elegirá entre todas las posibles consecuencias.

Al mismo tiempo, para cada uno de los receptores (P, E, A, R), se consideran diferentes características de gravedad para definir el nivel de gravedad. La Tabla IX-37 y la Tabla IX-38 muestran los criterios utilizados para definir el nivel de severidad incremental para "Daño a las personas", "Daño a los activos" y "Efecto ambiental", respectivamente.

Tabla IX-37. Daño a las Personas: Características de Gravedad.

Clasificación	Rango	Descripción
Menor	1	• Casos "que no requieren atención" o primeros auxilios • Lesiones ocupacionales que resultan en molestias notables, irritación menor o efectos temporales después de la exposición.
	2	• Casos que no requieren atención médica • Casos de días laborables perdidos o trabajo restringido que duren 4 días calendario o menos. • Enfermedad ocupacional con efectos reversibles en la salud como intoxicación o dermatitis crónica • Resultado positivo de la vigilancia de los efectos biológicos sin efectos permanentes sobre la salud.
Mayor	3	• Casos de días laborables perdidos o trabajo restringido que duren más de 4 días calendario. • Enfermedad ocupacional con efectos irreversibles en la salud que resultan en una discapacidad parcial permanente, como la pérdida de audición causada por el ruido ocupacional, trastorno crónico de la espalda o lesiones debido al estrés repetitivo.
	4	• Fatalidad por lesiones o enfermedades profesionales. • Lesión que resulta en incapacidad total permanente • Enfermedad ocupacional con efectos irreversibles en la salud que resultan en una discapacidad total permanente, como asbestosis, silicosis o insuficiencia renal o cardíaca debido a la exposición a

Clasificación	Rango	Descripción
		productos químicos.
	5	- Fatalidad por lesiones o enfermedades profesionales. - Enfermedad ocupacional Nota1, incluido el cáncer con efectos irreversibles en la salud que resultan en una discapacidad total permanente, como asbestosis, silicosis o insuficiencia renal o cardíaca debido a la exposición a productos químicos.

Fuente: Procedimiento de identificación de riesgos y análisis de riesgos, Petronas, 2017

Notas: 1. Enfermedades profesionales, incluido el cáncer en trabajadores expuestos a peligros similares en la propia Unidad Operativa.

Tabla IX-38. Daño a los Activos: Características de Gravedad.

Clasificación	Rango	Descripción
Menor	1	Costo directo del daño inferior a 25,000 USD
	2	Costo directo del daño entre 25,000 USD y 99,999 USD
Mayor	3	Costo directo del daño entre 100,000 USD y 999,999 USD
	4	Costo directo del daño entre 1,000,000 USD y 9,999,999 USD
	5	Costo directo del daño mayor o igual a 10,000,000 USD

Fuente: Procedimiento de identificación de riesgos y análisis de riesgos, Petronas, 2017

La Tabla IX-39 anterior, Costo directo del daño se refiere al costo atribuido al accidente, como, por ejemplo, el costo de reemplazar el equipo perdido, la limpieza, la reparación ambiental y la respuesta de emergencia. Esto no incluye los costos indirectos, como la pérdida de oportunidades comerciales, la pérdida de materias primas / productos, etc. Tampoco incluye el costo de la falla del componente que causó el incidente si el componente no fue dañado por un incendio o una explosión.

Tabla IX-39. Efecto Ambiental: Características de Gravedad.

Clasificación	Rango	Descripción (satisface cualquiera de los criterios)
Menor	1	Ligero impacto Descarga^{Nota1} que entra en contacto con el suelo o el agua en el área donde tuvo lugar la descarga, pero con efectos adversos insignificantes en el medio ambiente.
	2	Impacto menor Descarga que entra en contacto con el suelo o el agua, desbordando el área donde tuvo lugar la descarga, pero aún en el sitio de la

Clasificación	Rango	Descripción (satisface cualquiera de los criterios)
		compañía Nota 2, lo que resulta en efectos ambientales temporales limitados. Este efecto no impide que otros usuarios aprovechen el entorno. Emisión o descarga de una fuente regulada / autorizada con una sola violación de los estándares de la compañía o los estándares de otros, pero sin exceder los estándares regulatorios.
Mayor	3	Impacto localizado - Descarga no limitada al sitio de la compañía, lo que resulta en una perturbación y efectos temporales en el uso beneficioso del medio ambiente. Evidencia del efecto fuera del sitio o daño ambiental, pero en un área limitada. - Emisión o descarga de una fuente regulada / autorizada que excede los estándares reglamentarios Nota3. - El derrame de petróleo / productos químicos en el drenaje público o en el agua cercana provoca la muerte de los peces, pero no una perturbación significativa o la pérdida del uso beneficioso del agua, o la pérdida de especies protegidas o sensibles. - La calidad del agua producida excede el límite regulatorio para aceites y grasas. - La calidad del efluente tratado del Sistema de tratamiento de efluentes excede el límite regulatorio de la demanda química de oxígeno (DQO). - La calidad de emisión NO excede los límites reglamentarios.
	4	Mayor impacto - Descarga al medio ambiente que resulta en una perturbación significativa o impide que se formen receptores públicos haciendo un uso beneficioso del medio ambiente. Evidencia de daño ambiental severo, como: - Efectos extendidos y discernibles de áreas más allá del sitio de la compañía; o - La operación se ha vuelto subestándar o inadecuada para uno o más de sus propósitos, incluido el sustento de las poblaciones de vida silvestre; o - Interfiere con otros usuarios, causando pérdida de ingresos, impactos en la salud pública o demandas judiciales. - Requiere medidas extensivas o esfuerzos a gran escala para restaurar el ambiente contaminado a su estado original o un nivel de riesgo aceptable. - Emisión o alta de una fuente regulada / autorizada que comete una violación grave o repetitiva de las normas regulatorias con posibles sanciones o procedimientos legales.
	5	Impacto masivo - La descarga alcanza áreas de importancia ecológica designada o un área exterminadora que resulta en: - Pérdida significativa del uso beneficioso del medio ambiente y / o pérdida

Clasificación	Rango	Descripción (satisface cualquiera de los criterios)
		de receptores públicos; o - Pérdida de especies raras, amenazadas o endémicas. • Daño irreparable a largo plazo o efectos ambientales prolongados. • Emisión o descarga de una fuente regulada / autorizada que comete una violación prolongada o repetitiva de las normas regulatorias con posibles sanciones legales o procedimientos con un posible cierre de instalaciones.

Fuente: Procedimiento de identificación de riesgos y análisis de riesgos, Petronas, 2017

Notas:

1. La descarga se refiere tanto a sólidos como a líquidos.
2. El sitio de la compañía incluye todas las áreas dentro del control de operación de la OPU.
3. Incumplimiento de los estándares / límites reglamentarios, incluidos, entre otros, las emisiones al aire y la descarga de efluentes. Cuando los requisitos reglamentarios del país anfitrión no estén disponibles, se aplicarán los límites / estándares de la compañía.
4. Las descargas en pozos o cuencas diseñadas para la retención de hidrocarburos o químicos no contarán como derrames.

El uso beneficioso significa los usos del medio ambiente o de cualquiera de sus elementos o segmentos que conducen a la salud pública, el bienestar o la seguridad y que requieren protección contra los efectos de los desechos, descargas, emisiones y depósitos.

Un área de importancia ecológica es un espacio geográficamente definido que es reconocido, dedicado y administrado, legalmente o no, para lograr la conservación a largo plazo de sus valores culturales y los elementos naturales que pertenecen a su ecosistema. Esto incluye parques nacionales y estatales, áreas con especies endémicas o migratorias, reservas de biosfera y patrimonio cultural de la UNESCO, etc.

Cuando se han evaluado los niveles de consecuencia (en el peor de los casos) y la probabilidad (histórica), se grafican en un gráfico utilizando los ejes X e Y en la matriz HSERM (Tabla IX-34). La intersección de los valores de consecuencia y probabilidad indica la clasificación de riesgo del peligro; en otras palabras, bajo, medio, alto o muy alto. La Tabla IX-40 define la calificación de riesgo correspondiente y establece las acciones de mitigación de riesgo y la respuesta a implementar.

Tabla IX-40. Definición de Calificación de Riesgo.

Calificación de riesgo	Tolerancia e Intervención
Bajo	- El riesgo es tolerable. - Monitorear a nivel operativo utilizando el procedimiento / control interno requerido por HSEMS. - Tomar medidas correctivas de acuerdo con la disponibilidad de recursos.
Medio	- Realizar una evaluación de Barreras de control y recuperación. - El riesgo tolerable es respaldado por una demostración de nivel ALARP. - Monitoree usando el procedimiento / control interno requerido por HSEMS.
Alto	- Fomentar la reducción de riesgos mediante la aplicación de barreras de control y recuperación adecuadas. - El riesgo tolerable es respaldado por una demostración de nivel ALARP. - Revisión y aprobación de los criterios ALARP.
Muy Alto	- El riesgo no es tolerable - Mitigue el riesgo mediante el uso de barreras de control y recuperación para reducir el riesgo de tolerancia / ALARP - Revisión y aprobación de los criterios ALARP

Los objetivos de la Revisión de Riesgos de las Instalaciones son:

- Identificar, seleccionar, evaluar y clasificar los riesgos más importantes con el potencial de ocasionar daños al personal y/o a la población, el medio ambiente, el producto manejado y la instalación.
- Desarrollar recomendaciones para reducir los riesgos.
- Identificar los procesos y las áreas más importantes que requieren de una evaluación más detallada para determinar las medidas más efectivas destinadas a reducir el riesgo.

La Figura IX-45, muestra las matrices y el número de escenarios resultantes de la jerarquización de riesgos por la aplicación de la metodología HazOp. Resaltando la zona donde se ubican clasificándolos como riesgos: Intolerable, Tolerable si es tan bajo como razonablemente factible y Aceptable en términos Generales.

DAÑOS AL PERSONAL

		CONSECUENCIA				
PROBABILIDAD		1	2	3	4	5
	E					
	D					
	C					
	B	1		2		
	A	43	6	10		34

DAÑOS MEDIO AMBIENTE

		CONSECUENCIA				
PROBABILIDAD		1	2	3	4	5
	E					
	D					
	C					
	B	3				
	A	53	1	5	34	

DAÑOS AL ACTIVO

		CONSECUENCIA				
PROBABILIDAD		1	2	3	4	5
	E					
	D					
	C					
	B			3		
	A	4	18	15	56	

DAÑOS A LA REPUTACIÓN

		CONSECUENCIA				
PROBABILIDAD		1	2	3	4	5
	E					
	D					
	C					
	B	1		2		
	A	50	4	5		34

Figura IX-45. Matriz de Riesgos Identificados (Metodología HazOp, Re-jerarquizado).

Después de realizar la jerarquización de Riesgos, para el proyecto denominado: "Exploración del Área Contractual 26", se observan 2 escenarios los cuales caen dentro de la región de riesgo Muy alto (considerando el Riesgo Residual que es sin salvaguardas), para lo cual se desarrollan los siguientes escenarios de Riesgo mostrados en la siguiente tabla:

Tabla IX-41. Escenarios de Riesgo identificados en Hazop.

No	Clave del escenario identificado	Descripción del escenario identificado	Nivel de Riesgo (F x C)	Identificación del nodo o sistema	Nombre de la instalación	Instalación superficial	Sustancia involucrada
1	E.01	Fuga de Gas y crudo ligero debido a una manifestación y descontrol del pozo en tubería de 19 1/2", con posible incendio y/o explosión con daño al personal, instalación y medio ambiente.	Muy Alto	1.1.2, 1.1.5, 1.2.1, 1.3.1, 1.3.2, 1.5.7, 1.6.2, 1.6.3, 1.7.1, 1.7.2, 1.7.3, 1.8.1, 1.9.1, 1.9.2, 1.9.3, 1.10.1, 1.13.1, 1.13.2, 1.13.3, 1.14.1, 1.15.1, 1.16.1, 3.3.1, 3.3.2, 3.4.2, 3.6.1, 3.6.2, 3.6.3, 7.2.1.	Área contractual 26	Pozo Exploratorio	Crudo Ligero
2	E.02	Fuga de Gas y derrame de crudo debido a una manifestación y descontrol del pozo en tubería de 19 1/2", con posible incendio y/o explosión con daño al personal, instalación y medio ambiente.	Muy Alto	1.1.2, 1.1.5, 1.2.1, 1.3.1, 1.3.2, 1.5.7, 1.6.2, 1.6.3, 1.7.1, 1.7.2, 1.7.3, 1.8.1, 1.9.1, 1.9.2, 1.9.3, 1.10.1, 1.13.1, 1.13.2, 1.13.3, 1.14.1, 1.15.1, 1.16.1, 3.3.1, 3.3.2, 3.4.2, 3.6.1, 3.6.2, 3.6.3, 7.2.1.	Área contractual 26	Pozo Exploratorio	Crudo Ligero

De acuerdo con el listado de los Escenarios de Riesgo, se establece la tipificación de escenarios en casos más probables, los peores casos (liberación masiva de toda la sustancia manejada o ruptura total del ducto y/o recipiente) y de ser aplicable, los casos alternos, como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla IX-42. Escenarios de Riesgo Identificados.

No	Clave del escenario identificado	Descripción del escenario identificado	Tipo de Caso
1	E.01*	Fuga de Gas y crudo ligero debido a una manifestación y descontrol del pozo en tubería de 19 1/2", con posible incendio y/o explosión con daño al personal, instalación y medio ambiente.	Caso Más Probable
2	E.02*	Fuga de Gas y derrame de crudo debido a una manifestación y descontrol del pozo en tubería de 19 1/2", con posible incendio y/o explosión con daño al personal, instalación y medio ambiente.	Peor Caso
3	E.03	Derrame de crudo en lecho marino durante la perforación, debido a una pérdida de control del pozo/integridad de pozo con daño al medio ambiente.	Peor Caso

*En el Análisis HazId los peligros identificados de Alto riesgo por pérdida de control de pozo el escenario 1 (Tabla IX-27) es considerado en los escenarios E.01 y E.02 de riesgo a simular.

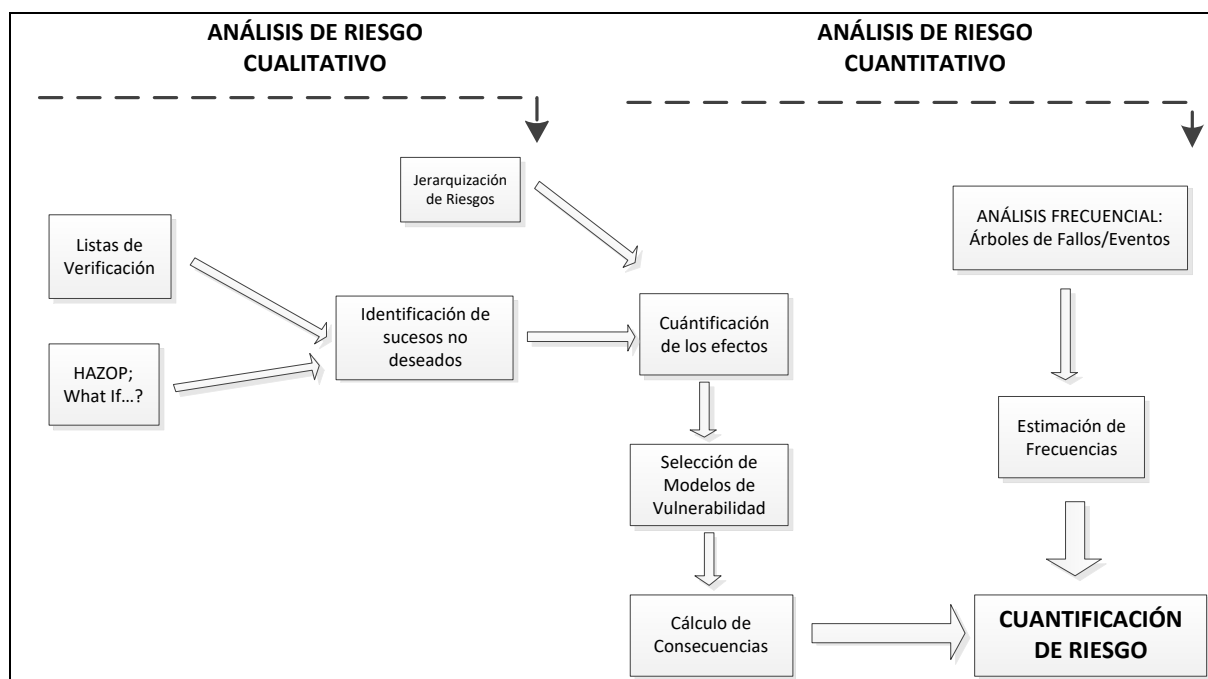
IX.4.5.2 Análisis Cuantitativo de Riesgos.

En este apartado se tratan brevemente los métodos que permiten cuantificar la probabilidad de que tenga lugar un determinado tipo de accidente. No basta con identificar todos los posibles accidentes, sus causas y sus cadenas de evolución. Tampoco es suficiente poder predecir los efectos de un accidente supuesto y un determinado conjunto de circunstancias.

El Análisis Cuantitativo de Riesgos se realiza primero sobre los Riesgos definidos como prioritarios en el proceso. Analiza el efecto de esos Riesgos, y les asigna una cuantificación numérica. Lo que permite tomar decisiones en caso de incertidumbre.

A diferencia del análisis cualitativo o semi-cuantitativo, el valor numérico obtenido mediante un ACR (Análisis Cuantitativo de Riesgos) puede compararse numéricamente con criterios de aceptación, establecidos de forma reglamentaria o considerados como válidos en un contexto de buenas prácticas de actividades industriales. El Análisis Cuantitativo de Riesgo es una metodología que cuantifica la probabilidad esperada de ciertos eventos de mayor riesgo identificados mediante análisis HazOp en este estudio.

La metodología para elaborar un análisis cuantitativo de riesgo es la siguiente:



IX.4.5.2.1 *Análisis Detallado de Frecuencias.*

El objetivo de esta metodología es el de cuantificar la frecuencia de ocurrencia para los eventos identificados en la Región ALARP o escenarios de pérdida de contención durante la aplicación de la metodología de identificación de riesgos HazOp utilizando datos bibliográficos, o bien la técnica de árbol de fallos. Asimismo, se definirán las posibles secuencias accidentales desencadenadas por un determinado suceso iniciador mediante el empleo de la técnica del árbol de eventos.

Árbol de Fallas y Eventos.

La memoria de cálculo de los árboles de fallas y la obtención de las frecuencias directas para los escenarios hipotéticos planteados, se presentan en el Anexo 4h.

Los resultados del análisis de frecuencias después de aplicar las técnicas de árbol de eventos se presentan en la Tabla IX-43, la cual resume la frecuencia de ocurrencia de la totalidad de los escenarios accidentales planteados, es decir la probabilidad de que ocurran los diferentes sucesos que pudieran suscitarse en caso de presentarse una fuga en los nodos analizados.

Tabla IX-43. Frecuencia de Ocurrencia Resultantes del Análisis Frecuencial de los Eventos Identificados.

Escenario	Hipótesis del escenario	Frecuencia de ocurrencia
		(Eventos / año)
E.01	Fuga de Gas y crudo ligero debido a una manifestación y descontrol del pozo en tubería de 19 1/2", con posible incendio y/o explosión con daño al personal, instalación y medio ambiente.	5.07×10^{-09}
E. 02	Fuga de Gas y derrame de crudo ligero debido a una manifestación y descontrol del pozo en tubería de 19 1/2", con posible incendio y/o explosión con daño al personal, instalación y medio ambiente.	

Para calcular la frecuencia de ocurrencia del evento final, se multiplica el valor calculado en el árbol de fallas por la probabilidad de cada uno de los eventos o capas de protección presentes en la instalación que se pudieran ocasionar en cada hipótesis, por ejemplo: Los resultados del análisis de frecuencias después de aplicar las técnicas de árbol de eventos se presentan en la Tabla IX-44, la cual resume la frecuencia de ocurrencia de la totalidad de los escenarios

accidentales planteados, es decir la probabilidad de que ocurran los diferentes sucesos que pudieran suscitarse en caso de presentarse una fuga en los nodos analizados.

Tabla IX-44. Frecuencia de Ocurrencia de los Eventos Identificados.

Escenario	Hipótesis del escenario	Frecuencia de ocurrencia evento iniciador	Frecuencia de ocurrencia evento final (Árboles de eventos)
		(Eventos / año)	(Eventos / Año)
E.01	Fuga de Gas y crudo ligero debido a una manifestación y descontrol del pozo en tubería de 19 1/2", con posible incendio y/o explosión con daño al personal, instalación y medio ambiente.	5.07 x 10⁻⁰⁹	Formación de nube tóxica con facilidad en el control 5.05E-09
			Jet Fire (Incendio de chorro), dificultad en el control y extinción 1.05E-12
			Jet fire (Incendio de chorro), problemas en el control del fuego 1.06E-14
E.02	Fuga de Gas y derrame de crudo debido a una manifestación y descontrol del pozo en tubería de 19 1/2", con posible incendio y/o explosión con daño al personal, instalación y medio ambiente.	5.07 x 10⁻⁰⁹	Explosion de la nube de vapor (UVCE) 5.65E-13
			Flash fire (flamazo) 8.48E-13
			Incendio de chorro (Jet Fire), relativa facilidad en el control y extinción 1.27E-11

A partir del **Análisis Frecuencial** se puede observar que los escenarios (evento final) resultaron ser de probabilidad muy baja (del orden de 5.05x10⁻⁰⁹ a 1.06x10⁻¹⁴) que corresponden al evento con mayor frecuencia de ocurrencia "Formación de nube inflamable con facilidad en el control" hasta la de menor probabilidad que corresponde a Jet fire (Incendio de chorro), problemas en el



ESTUDIO			
"MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL MODALIDAD REGIONAL EXPLORACIÓN DEL ÁREA CONTRACTUAL 26"			DOCUMENTO No.:
PREPARADO: TEMA	FECHA: JUN/21	REV. No. : 0	TEM-MA-ME-B26

control del fuego. La totalidad de los eventos analizados su frecuencia de ocurrencia es Improbable o se pueden catalogar como de probabilidad extremadamente rara.

Para el análisis cuantitativo de Riesgo se han desarrollado árboles de fallas y de eventos, los cuales corresponden a los escenarios propuestos ponderado como No tolerables, la memoria de cálculo de los árboles de fallas y eventos se pueden visualizar en el Anexo 4h.

Para el **escenario 3** no se desarrolló un análisis frecuencial debido a que los daños identificados en el Hazid son hacia la instalación y en caso de ocurrir un derrame el impacto es al medio ambiente.

IX.4.5.2.2 Análisis Detallado de Consecuencias.

El objetivo del análisis de consecuencias es cuantificar el impacto negativo de un evento potencialmente peligroso para las personas, el medio ambiente y los bienes materiales. Los diversos tipos de accidentes graves a considerar en las instalaciones en las que haya sustancias peligrosas pueden producir tres tipos de fenómenos, los cuales son:

- Fenómenos de tipo térmico: Radiación térmica.
- Fenómenos del tipo químico: Fuga o derrames incontrolados de sustancias tóxicas o contaminantes.
- Fenómenos del tipo mecánico: Ondas de presión y proyectiles.

El análisis de consecuencias evalúa los diferentes tipos de accidentes potenciales en establecimientos industriales que manejan sustancias peligrosas que pueden producir eventos peligrosos los cuales son:

- Fugas o derrames incontrolados de sustancias peligrosas: líquidos o gases en depósitos y conducciones.
- Evaporación de líquidos derramados.
- Dispersión de nubes de gases, vapores y aerosoles.
- Incendios de charco o "Pool Fire"
- Dardos de fuego o "Jet Fire"
- Deflagraciones no confinadas de nubes de gases inflamables o "UVCE"
- Estallido de depósitos o "BLEVE"
- Explosiones físicas y/o químicas.
- Vertido accidental al medio ambiente de sustancias contaminantes, procedente de fugas o derrames incontrolados.

Normalmente, un accidente de estas características se produce a partir de algún suceso menor que trae como consecuencia la pérdida de contención de algún recipiente, depósito o tubería que contiene alguna sustancia, lo que produce la fuga o derrame de esta sustancia al exterior. También es posible un incendio previo o simultáneo a una fuga o incluso, una explosión previa a la fuga o al incendio. No obstante, en la mayoría de los casos el primer suceso consiste en una fuga incontrolada de producto.

Los eventos por analizar dentro de este documento son los que hayan sido calificados en una zona ALARP o en su defecto como una pérdida de contención cerca de algún poblado o instalación.

Para el Análisis de Consecuencias de los accidentes identificados en el Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos para el proyecto denominado: "Exploración del Área Contractual 26", se utilizó el software Phast® (Process Hazard Analysis Software Tool) 8.4 de DNV, que implementa diferentes algoritmos matemáticos y modelos de fuga, dispersión, incendio, explosión, etc.

El software Phast® es una herramienta para análisis de riesgos de procesos que permite predecir las consecuencias de inflamabilidad, explosividad y toxicidad a partir de:

- Descargas atmosféricas de diseño y rutinarias.
- Descargas atmosféricas accidentales y peligrosas.

Los modelos de descarga consideran:

- Flujos de líquidos, gases o de dos fases.
- Materiales individuales o mezclas.
- Comportamiento estable o dependiente del tiempo.
- Descargas en interiores de edificios.

Los modelos de dispersión predicen:

- Formación de aerosoles.
- Condensación y formación de charcos.
- Nubes densas.

Los modelos de inflamabilidad predicen:

- Niveles de radiación.
- Zonas de deflagración.
- Niveles de sobrepresión.

Los modelos incluyen:

- BLEVE's y bolas de fuego.
- Dardos de fuego.

- Incendio de charcos.
- Deflagraciones.
- Explosiones de nubes de vapor.

Los modelos tóxicos predicen:

- Concentración en función de la distancia a favor del viento.
- Concentración en función del tiempo en cualquier punto dentro de la nube.
- Vistas superiores de la nube.

Dispersión de Nube Tóxica / Inflamable.

Los vapores y gases emitidos por la mezcla gas-aceite, pueden generar una dispersión la cual va rebajando la concentración de la sustancia emitida, al tiempo que la extiende sobre regiones cada vez mayores del espacio. Esta dispersión dependerá de la estabilidad atmosférica. Su afectación dependerá de la toxicidad de los vapores o gases emitidos (siendo en este caso la mayor afectación al personal cercano a la fuente de emisión), y de la cantidad de gas entre los límites de inflamabilidad que puedan encontrar un punto de ignición (ver flash Fire y jet Fire).

La Tabla IX-45 muestra el índice de mortalidad y las lesiones presentadas en un evento de dispersión de nube tóxica cuando un porcentaje de la población está expuesta a concentraciones letales (LC).

Tabla IX-45. Índices de mortalidad y lesiones presentadas por dispersión tóxica.

Índice de Mortalidad	Lesiones
El personal ubicado en esta zona presenta un índice de mortalidad bajo (1 %)	Daños a la epidermis: Inflamaciones leves y reacciones alérgicas ligeras. Daño a los ojos: Conjuntivitis.
El personal ubicado en esta zona presenta un índice de mortalidad medio (50 %)	Daños a la epidermis: Inflamaciones crónicas o agudas, reacciones alérgicas, neoplasia y ulceraciones diversas. Daño a los ojos: Daño permanente con resultado de ceguera. Daño a vías respiratorias: Bloqueo físico de alvéolos (polvos insolubles) o reacción con la pared del alvéolo para producir sustancias tóxicas.
El personal ubicado en esta zona presenta un índice de	Lesiones irreversibles. Bloqueo físico permanente de alvéolos.

Índice de Mortalidad	Lesiones
mortalidad alto (99 %) debido a la alta concentración de sustancias tóxica.	Muerte en un corto tiempo.

La Tabla IX-46 presenta los umbrales olfativos y de seguridad en un evento de dispersión de nube tóxica para el Sulfuro de Hidrógeno, considerado sustancia química peligrosa de acuerdo con su TLV-TWA e I.P.V.S. (IDLH).

Tabla IX-46. Umbrales Olfativos y de Seguridad para Sustancias Químicas Peligrosas.

Nombre y Fórmula	Umbral Olfativo (ppm)	TLV-TWA (ppm)	TLV-STEL (ppm)	I.D.L.H. (ppm)
Sulfuro de Hidrógeno	0.0047	10*	15	100* (30 min)

* Sustancias con un nivel de seguridad por el umbral olfativo aceptable, pues más del 50 % de los individuos olerán la sustancia antes de alcanzar unos niveles de concentración que puedan suponer riesgos agudos o crónicos, datos tomados de NIOSH 2003.

Flamazo (Flash Fire).

Cuando se trata de líquidos inflamables que se vaporizan o de fugas de gases más densos que el aire, la nube de gas se diluye en el aire existente, haciendo que en determinados instantes y zonas existan mezclas de combustible y comburente en condiciones de efectuar la combustión. Si en una de estas zonas se encuentra un punto de ignición puede desprenderse la cantidad de calor necesaria para acelerar la velocidad de combustión de forma que se produzca una explosión, denominada o UVCE en su acrónimo inglés.

También es posible si la cantidad premezclada es muy grande, que se produzca una llamarada o "flash fire", sin efectos explosivos, pero con una intensa radiación.

Los efectos por radiación térmica se muestran en la Tabla IX-47.

Tabla IX-47. Efectos Presentados a Diferentes Niveles de Radiación Térmica.

Intensidad de Radiación kW/m ²	Descripción
1.4	No se presentan molestias, aún durante largos periodos de exposición. Es el flujo térmico equivalente al sol en verano y al medio día.
5	El umbral de dolor se alcanza después de 20 segundos de exposición. Así mismo después de 40 segundos de exposición, son probables las quemaduras de segundo grado
9.5	El umbral de dolor en una persona se alcanza después de 8 segundos de exposición; después de 20 segundos de exposición, se presentan quemaduras de segundo grado.
12.5	Energía mínima requerida para que la madera se prenda, por contacto por fuego. Tubería de plástico se funde.
25	Energía mínima requerida para provocar la ignición de la madera, por exposición prolongada (es decir, se prende por la pura exposición a este nivel de radiación. No se requiere ponerle fuego como, por ejemplo, con un cerillo)
37.5	Suficiente para causar daños a equipos de proceso.

La Tabla IX-48 muestra los valores umbrales para la vulnerabilidad de los materiales, cuando se presenta un evento de radiación térmica.

Tabla IX-48. Vulnerabilidad de Materiales.

Radiación (kW/m ²)	Material
60	Cemento
40	Cemento prensado
200	Hormigón armado
40	Acero
33	Madera (Ignición)
30 – 300	Vidrio
400	Pared de ladrillos
13	Daños en depósitos

Radiación (kW/m ²)	Material
12	Instrumentación

Así mismo, la Tabla IX-49 muestra los efectos producidos a personas y objetos durante el evento denominado "Flash Fire".

Tabla IX-49. Efectos del Flash Fire.

Personas u objetos	Descripción
Fuera de la nube	Como la duración del fenómeno es muy corta el daño es limitado y muy inferior.
Dentro de la nube sometidos a un contacto directo con la llama.	Las personas sufrirán quemaduras graves de 2° grado sobre una gran parte del cuerpo, la situación se agrava a quemaduras a 3° y 4° grado por la ignición más que probable de la ropa o vestidos La probabilidad de muerte es muy elevada. Aproximadamente morirá 14% de la población sometida a esta radiación con un 20 % como mínimo de quemaduras importantes. En el caso de que la persona porte ropa de protección que no se queme, su presencia reducirá la superficie del cuerpo expuesta (se considera en general que solo se irradia el 20% de esta superficie que comprendería la cabeza 7 %; manos 5 % y los brazos 8 %). En el caso de personas situadas en el interior de viviendas, probablemente estarán protegidas – aunque sea parcialmente - de la llamarada, pero estarán expuestas a fuegos secundarios provocados por la misma.

Explosión de Nube de Gas No Confinada (UVCE) y Confinada (VCE).

La explosión de nube de vapor no confinada se presenta cuando la sustancia ha sido dispersada y se incendia a una distancia del lugar de descarga. La magnitud de la explosión depende del tamaño de la nube y de las propiedades químicas de la sustancia. Se pueden ocasionar ondas de sobrepresión y los efectos térmicos suelen ser menos importantes que los anteriores. Asimismo, las explosiones confinadas pueden dar lugar a deflagraciones y los efectos adversos que pueden provocar son: ondas de presión, formación de proyectiles y radiación térmica.

Dardo de Fuego (Jet Fire).

Ocurre cuando un material inflamable ha sido liberado a alta presión y se incendia a una distancia del punto de la descarga. La nube formada produce el incendio (Jet Fire) en cualquier momento, siempre y cuando esté por encima de su límite inferior de inflamabilidad y por debajo del superior, esta zona de la nube es la que se considera para determinar los efectos de radiación térmica. Este evento es poco probable que pueda ocurrir para una línea de conducción de crudo, sin embargo, si el crudo contiene dentro de su composición un alto porcentaje de gas, provocaría la ocurrencia de este evento. Para este evento ver lo descrito en radiación térmica.

Cuando un gas presurizado escapa a la atmósfera a través de un orificio o estrechamiento, se produce una típica descarga en tobera del chorro gaseoso (jet), con un máximo de velocidad en la garganta, que puede igualar a la velocidad del sonido si el cociente entre la presión atmosférica y la presión dentro del recipiente es inferior al valor crítico. Tras el orificio tiene lugar la disminución de la velocidad del gas, al ensancharse la sección de paso. Si una descarga de gas combustible entra en ignición se produce el dardo de fuego

Los efectos perniciosos de estos accidentes son fundamentalmente los siguientes:

- La radiación térmica generada por los incendios.
- Los efectos de los posibles gases tóxicos generados en la combustión.
- Las ondas de sobrepresión generadas por una explosión de nube inflamable.

El modelo utilizado, PHAST versión 8.4, permite calcular la velocidad de combustión y la radiación térmica que sufre un receptor sometido a un determinado incendio. El modelo calcula la forma y la intensidad de la flama, y se obtiene un amplio intervalo de resultados de radiación. El software considera para el dardo de fuego el modelo cónico.

Explosión de Nube de Vapor.

El término "explosión de nube de vapor" (en inglés VCE, de "Vapour Cloud Explosión") es usado para definir la combustión de la mezcla combustible-aire formada por la fuga y dispersión de una sustancia combustible en la atmósfera, dando lugar a temperaturas muy elevadas, y generando una onda de presión.

En general, la mayoría de los combustibles tienen pesos moleculares mayores que el aire y, por consiguiente, se comportan como nubes pesadas que se mueven a ras de suelo y pueden encontrar fácilmente una fuente de ignición.

Para que tenga lugar la explosión de la nube, debe producirse la mezcla entre el combustible y el aire dentro de los límites de inflamabilidad. Si el punto de ignición está muy cerca del origen de la fuga el resultado será un incendio de chorro o de charco, según las características de la fuga.

Se considera que la máxima probabilidad de formación de una nube explosiva ocurre cuando el periodo de tiempo entre el inicio de la fuga y la ignición está comprendido entre 1 y 15 minutos, si bien se encuentran documentados accidentes en los que se estima que dicho período fue de menos de un minuto, en unos casos, y entre 16 y 30 minutos, en otros (Lees, 1996).

Por otro lado, la magnitud de la onda de sobrepresión generada depende de la velocidad de propagación de la llama (frente de reacción). Cuanto mayor sea ésta, mayor será la sobrepresión alcanzada. La velocidad de propagación de la llama depende, a su vez, de la forma en que se inicie y progrese la combustión. Según ocurra ésta, el resultado puede ser una deflagración o, en condiciones más especiales, una detonación.

Para cumplir con los objetivos de este documento se considera el llevar a cabo como parte del análisis de consecuencias la evaluación de las posibles distintas afectaciones por la explosión de nube de vapor a través del método Multi energía (TNO, 1997).

Dicho método se utiliza para la determinación de las magnitudes peligrosas de las ondas de presión procedentes de la explosión de nubes de vapor, teniendo en cuenta que, cuando éstas se inflaman, las mayores sobrepresiones se generan en regiones congestionadas o confinadas de la nube.

Método Multi Energía.

La secuencia de aplicación del método Multi energía es la siguiente:

- Selección del nivel de la explosión de 1 (deflagración más débil) a 10 (detonación) en función de la reactividad del combustible, ubicación de la nube, cantidad y dimensiones de los obstáculos y energía de la fuente de ignición, entre otros.
- Determinación de la energía de la explosión a partir de la cantidad de sustancia combustible en la nube que se encuentra entre los límites de explosividad y de su entalpía de combustión.
- Cálculo de la "distancia escalada" (R' , adimensional), que depende de la energía de la explosión y de la distancia (z , metros) a la que se desean conocer las magnitudes peligrosas de la onda de presión.

Para lo anterior, la experimentación en este campo presenta grandes dificultades técnicas y económicas, lo que justifica la escasa bibliografía publicada sobre explosiones de Modelo Multi energía.

Criterios para Seleccionar el Nivel de Explosión Apropriado.

La principal dificultad del procedimiento radica en la selección del nivel de explosión apropiado para cada caso, dada la diversidad de parámetros que influyen en el proceso.

La intensidad de la explosión depende de la masa y reactividad del combustible, de la congestión y/o confinamiento de la nube, de la intensidad de la fuente de ignición y de parámetros relacionados con la geometría de la zona obstruida.

Los criterios aportados por algunos autores pueden constituir una ayuda para seleccionar el nivel adecuado. El criterio más simple es el propuesto por TNO en el caso de ausencia de información sobre los factores mencionados anteriormente, consiste en seleccionar el nivel 7 cuando la explosión se produzca en una región obstruida, y el 3 en una zona sin obstáculos.

Dependiendo de la cantidad de información disponible y del grado de precisión requerido se pueden seguir otros criterios, destacando los de Kinsella (1993) y Baker (1996), recomendables cuando sólo se dispone de información cualitativa, y especialmente las de las guías GAME (1998) y GAMES (1998), que son las que se utilizan en este trabajo, en los casos que se disponga de información más amplia.

Kinsella (1993) tiene en cuenta el nivel de obstrucción de la nube, clasificándolo en alto, bajo y nulo; la existencia o no de confinamiento entre paredes paralelas y la energía de la fuente de ignición, distinguiendo entre fuerte (si es debida al venteo de una explosión en el interior de una conducción o situación análoga), y débil (si es debida a una llama, chispa o superficie caliente).

La Tabla IX-50 contiene los criterios que serán utilizados para el desarrollo de este documento, considerando para este análisis como el criterio más desfavorable en caso de ocurrir un escenario de pérdida de contención en la plataforma.

Tabla IX-50. Criterios para Seleccionar el Nivel de la Explosión más Idóneo, Según Kinsella.

Obstrucción			Confinamiento entre planos paralelos	Energía de la fuente de ignición		Valores considerados en el phast
Alta	Baja	Nula		Débil	Alta	
Sí	-	-	Sí	-	Sí	7-10
Sí	-	-	-	-	Sí	7-10
Sí	-	-	Sí	Sí	-	5-7
-	Sí	-	Sí	-	Sí	5-7
-	Sí	-	-	-	Sí	4-6
-	-	Sí	Sí	-	Sí	4-6
Sí	-	-	-	Sí	-	4-5
-	-	Sí	-	-	Sí	4-5
-	Sí	-	Sí	Sí	-	3-5
-	Sí	-	-	Sí	-	2-3
-	-	Sí	Sí	Sí	-	1-2
-	-	Sí	-	Sí	-	1

El modelo matemático de simulación PHAST para el caso de evaluar en evento de explosión de nube de vapor a través del modelo multi energía utiliza los siguientes parámetros:

Resistencia No Confinada.

El programa puede realizar el modelado de explosión de las partes de la nube que no cubren un área de confinamiento fuerte, y marcar la casilla si desea llevar a cabo este modelo.

Si usted marca la casilla, debe establecer el grado de confinamiento de las partes libres de la nube. Los valores típicos son 1 (totalmente confinados, espacios cerrados, cuartos, por ejemplo) y 2 (confinamiento ligero, por ejemplo, cercas, muros de contención, o setos).

Para el caso de este estudio se consideró el utilizar como criterio un confinamiento ligero utilizando el valor 2 en PHAST.

Fuentes Confinados por Onda Expansiva.

En PHAST se puede modelar hasta siete fuentes de explosión confinados.

Para este caso solo se consideró un espacio semi confinado. Marcando la casilla de una fuente en particular para incluir en el cálculo:

Para este caso y para cada una de las simulaciones realizadas se procedió a proporcionar la siguiente información para la fuente utilizada:

Fuerza de Confinamiento.

Es el grado de confinamiento en la zona o de la fuente. Este es un valor entre 3 (mínimo) y 10 (más alto). Los valores de 8 y 9 se utilizan normalmente para las unidades de proceso.

Aunque hay poca información disponible sobre la elección de la concentración apropiada, algunas características pueden estar relacionadas con los fenómenos de explosión, y su presencia aumentará la fuerza de confinamiento.

Potencia de Emisión de la Radiación Térmica.

Cualquier cuerpo a temperatura T emite radiación térmica que se determina mediante la ley de Stefan-Boltzmann; la potencia neta (emitida-recibida) por unidad de superficie, E, puede expresarse mediante:

$$E = \varepsilon \sigma (T_e^4 - T_r^4)$$

Dónde:

ε : Coeficiente de emisión, adimensional.

σ : Constante de Stefan-Boltzmann, W/m² K.

T_e : Temperatura del emisor, K.

T_r : Temperatura del receptor, K.

En los incendios, la radiación térmica procede de dos fuentes: de los gases generados en la combustión (principalmente del dióxido de carbono y del vapor de agua) y del humo (producido como consecuencia de la descomposición térmica y oxidación parcial del combustible). Desafortunadamente la ecuación no es útil para determinar la potencia emisiva, dado que los parámetros ε y T_e (en este caso T_e es la temperatura de la llama) no son generalmente conocidos. En primer lugar, no parece probable que las llamas se comporten como cuerpos negros ($\varepsilon = 1$), dado que si lo fueran se obtendrían valores de E muy superiores a los experimentales.

Por otro lado, la temperatura de la llama no es uniforme en toda la superficie, de manera que puede considerarse la existencia de dos emisores: los destellos, que se producen cuando la combustión es completa, provocando un elevado nivel de radiación, y el humo que origina un efecto "pantalla" a la emisión de los destellos interiores. Por todo ello, desde el punto de vista

práctico, se plantea el cálculo de la potencia emisiva como una fracción de la potencia calorífica térmica máxima desarrollada en el incendio:

La ecuación antes señala será utilizada para estimar el valor de T_e (temperatura de la llama) tomando como referencia el resultado obtenido del poder emisivo resultante a través de la utilización del modelo matemático de simulación Phast, para lo cual se tomará como referencia los siguientes criterios:

T_r : temperatura del receptor, para este caso se toma como consideración la temperatura ambiente de 22.3 °C.

σ : 5.67 x 10-8

E : Poder emisivo de flama (resultado obtenido a través del modelo Phast).

ϵ : Coeficiente de emisión, adimensional igual a 1.

Para el caso de este estudio y tomando en consideración la necesidad de valorar la temperatura de llama (T_e) en caso de un incendio de dardo, la ecuación planteada anteriormente se modifica quedando de la siguiente manera:

$$T_e = \sqrt[4]{(E/\epsilon\sigma)} + T_r$$

Donde σ es la contante de proporcionalidad y se denomina constante de Stefan-Boltzman, que tiene un valor de 5.67 x10-8 W/(m² K), la ecuación antes referida se denomina Ley de Stefan-Boltzman de la radiación y se aplica exclusivamente a cuerpos negros. Es importante señalar que esta ecuación es válida sólo para la radiación térmica.

Por lo anterior los criterios de simulación de escenarios se muestran en la Tabla IX-45.

Básicamente este simulador se utiliza para estimar la magnitud de las consecuencias, determinar modificaciones, preparar planes de contingencia, así como cumplir con la legislación, promover la conciencia de la seguridad e iniciar un estudio cuantitativo de riesgo.

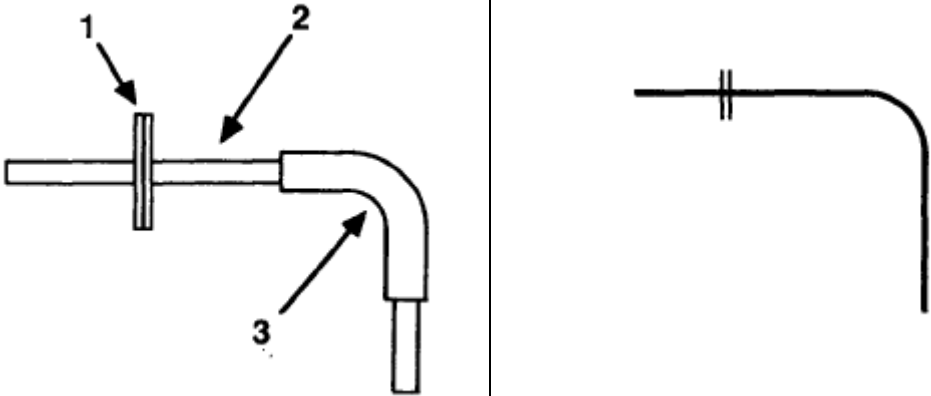
Los criterios y datos que se consideraron para la estimación de consecuencias y que fueron alimentadas al simulador, así como los resultados de las consecuencias obtenidas a partir de la simulación con el software, se presentan en las siguientes secciones, en tanto que los resultados arrojados por el programa de simulación Phast® 8.4 correspondientes a los escenarios identificados para el sistema de Gas Natural se muestran en el Anexo 4i.IV.

Criterios Utilizados para Determinar Diámetro de Orificio y Tiempos de Fuga, así como la descripción de los escenarios.

El siguiente paso para establecer un conjunto de casos de liberación es elegir fallas representativas para cada componente. La Tabla IX-51 sugiere modos típicos de falla; para una tubería típica, los modos de falla son fugas en la tubería, fugas en la brida y fallas en la soldadura. La figura también da tamaños de falla representativos para cada modo de falla, para una fuga de tubería, los tamaños sugeridos son 20% y 100% del diámetro de la tubería, así como las fallas en los tanques de almacenamiento donde se menciona la ruptura total de este, o en caso de sus conexiones al igual que las tuberías se sugiere un 20% y 100% del diámetro. Se debe considerar si los modos y tamaños de falla son apropiados para la planta.

Tal como lo indica el documento Techniques for Assessing Industrial Hazards, The World Bank, 1988. Para determinar los diámetros de fugas se seguirá el siguiente criterio:

Tabla IX-51. Tamaños de fuga sugeridos para tuberías.

	
Incluye: Tubos, Bridas, Soldaduras, Codos.	
Fallas Típicas	Tamaños de fuga sugeridos
1. Fuga de Brida	20% del diámetro de tubería
2. Fuga de Tubería	100% y 20% del diámetro de tubería
3. Fuga en soldaduras y codos	100% y 20% del diámetro de tubería

Referencia: Failure Rate and Event Data for use within Risk Assessments (28/06/2012) / HSE, pág. 21

Tabla IX-52. Criterios para Asignar Tiempos de Fuga.

Sistemas automáticos	Tiempo de control	Tiempo de fuga	Fuente
Detección de fuga con sistema automático de bloqueo (totalmente automático).	El tiempo de cierre de válvulas de bloqueo es de 2 minutos.	2 minutos	Guideline for quantitative risk assessment, Purple book, CPR 18E, 2004, pág. 4.5.
Sistema de bloqueo a control remoto y detección de fuga automático. Detección directa a cuarto de control. El operador valida la señal y el cierre se realiza por un switch en el cuarto de control.	El tiempo de cierre de válvulas de bloqueo es de 10 minutos.	10 minutos	
Sistema de bloqueo operado manualmente con detección automática de fuga. El operador valida la señal y realiza el cierre de válvulas de bloqueo de manera local y manual.	El tiempo de cierre de válvulas de bloqueo es de 30 minutos.	30 minutos	

Los criterios de la Tabla IX-53 son internos de TEMA para las simulaciones.

Tabla IX-53. Criterios para Realizar el Análisis de Consecuencias.

Referencia	Escenario	Tipo de caso
DCO-GDOESSSPA-CT-001 de PEMEX	Fuga debido a materiales fuera de especificaciones o falla en uniones bridadas o soldadas, con posible incendio y/o explosión en caso de encontrar una fuente de ignición (20% del diámetro de la línea).	Caso más probable
Guía para la Elaboración de Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos	Fuga por rotura total de la línea.	Peor Caso

Condiciones Meteorológicas al Momento de la Fuga del Material o Sustancia Peligrosa.

Asimismo, se utilizará la velocidad de viento de 1.5 m/s y estabilidad categoría A-B (para el día) y F (para la noche), conforme a la clasificación de Pasquill (Tabla IX-54). Cuando sea posible demostrar, mediante datos meteorológicos de los 10 últimos años, que la velocidad promedio del viento en el sitio es mayor que 1.5 m/s y que la estabilidad atmosférica es diferente a las categorías A-B y F, se podrán emplear dicho dato en las simulaciones. Para todas las simulaciones se sugiere considerar las condiciones meteorológicas más críticas del sitio, con base en la información de los últimos 10 años.

Tabla IX-54. Estabilidad Atmosférica de Pasquill.

Velocidad del viento U_{10} (m/s)	Radiación solar			Horas de noche	
	Fuerte	Moderado	Débil	Fracción cubierta de nubes	
				$\geq 1/2$	$\leq 1/2$
< 2	A	A – B	B	E	F
2 – 3	A – B	B	C	E	F
3 – 5	B	B – C	C	D	E
5 – 6	C	C – D	D	D	D
>6	C	D	D	D	D

Este documento hace referencia a las condiciones ambientales que imperan en la zona donde se desarrollará el proyecto denominado: "Exploración del Área Contractual 26", por lo que en apego a tal información se dará validez respecto a las condiciones climatológicas del sitio para llevar a cabo la evaluación de consecuencias a través del software PHAST 8.4, Así mismo se considera necesario el tomar como base el realizar la evaluación de consecuencias bajo las condiciones más críticas de velocidad del viento y estabilidad (1.5 m/seg./F) señaladas como condiciones más desfavorables.

Condiciones Ambientales y Tipo de Área de Localización de la Instalación.

El criterio a seguir para este apartado es tomar como base el punto 4.3 de este documento, en donde se puede encontrar las condiciones climatológicas del sitio, esto se resume en la siguiente tabla:

Tabla IX-55. Criterios Ambientales para Simular.

Temperatura Ambiente	Humedad Relativa	Velocidad del viento promedio	Presión Atmosférica
26.6 °C	87.78 %	2.6 m/s	14.6 psi

Tipos de Área de Localización de la Instalación.

Este factor, en función de los obstáculos (árboles, edificios, densidad de instalaciones industriales), influye en cuanto a la probabilidad de confinamiento de nubes tóxicas o nubes inflamables – explosivas.

Los criterios se pueden observar en la Tabla IX-56 a continuación:

Tabla IX-56. Criterios de Localización de los Eventos.

Costa adentro	Costa afuera
Área rural. No hay construcciones en el área inmediata y el terreno generalmente es plano y con pocos árboles.	Área marítima.
Área urbana. Implica muchos obstáculos en el área inmediata, incluidas las construcciones y los árboles.	-
Área industrial	-
Otra	-

Para el caso del presente proyecto se encuentra en un área Marítima.

De igual manera para efectos de este estudio en la tabla siguiente se puede observar los principales niveles de radiación o sobrepresión que serán estimados a través del modelo matemático de simulación PHAST 8.4, con el objeto de verificar los niveles de afectación hacia la instalación (estructuras, equipos, etc.) que se encuentren cercanos al área de los sistemas derivado de las hipótesis o escenarios identificados.

Tabla IX-57. Parámetros a utilizar para la determinación de las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento para el Análisis de Riesgo.

Definición de zona	Zona de Alto Riesgo por daño a equipos	Zona de Alto Riesgo	Zona de Amortiguamiento
Toxicidad (Concentración)		IDLH (ppm)	TLV (8 h, TWA) o TLV (15 min, STEL) (ppm)
Inflamabilidad (Radiación térmica)	Rango de 12.5 KW/m ² a 37.5 KW/m ²	5 KW/m ²	1.4 KW/m ²
Explosividad (Sobrepresión)	Rango de 3 lb/in ² a 10 lb/in ²	1.0 lb/in ² (0.070 kg/cm ²)	0.5 lb/in ² (0.035 kg/cm ²)

Inventario de Fuga.

Para determinar los inventarios de fuga que pudieran participar en los escenarios previamente identificados se tomará en cuenta los diversos sistemas de mitigación y control con que se cuenta en la Plataforma Prospector 26, así como el equipo que forma parte del alcance del proyecto y con esto limitar la asignación de los tiempos previamente señalados para el control del evento para el cual se asignó un tiempo máximo de 600 segundos (10 min).

Para obtener el cálculo del inventario en la línea de proceso se calcula con base en los datos de composición de la mezcla, presión a las condiciones de fuga, temperatura a las condiciones de fuga, lo anterior mediante el uso del programa de simulación PHAST Ver. 8.4, asimismo se considera el tiempo de fuga previamente definido.

Para el caso de la evaluación de consecuencias y en consideración del producto se estima la utilización de la mezcla representativa del Crudo ligero, asimismo se señala que las condiciones representativas y de operación utilizada son las que se encontrará operando de manera normal el pozo exploratorio.

La composición del Crudo Ligero para un pozo exploratorio la cual fue aprobada por PETRONAS, es la siguiente:

Tabla IX-58. Composición del Crudo Ligero

Componente	Gas de Flash		Líquido de Flash		Fluido de Yacimiento	
	% peso	% molar	% peso	% molar	% peso	% molar
Nitrógeno	0,873	0,848	0,000	0,000	0,087	0,415
Dioxido de Carbono	0,188	0,116	0,000	0,000	0,019	0,057
Sulfuro de Hidrógeno	0,008	0,006	0,000	0,000	0,001	0,003
Metano	36,854	62,507	0,000	0,000	3,671	30,627
Etano	13,928	12,601	0,035	0,275	1,419	6,314
Propano	19,598	12,090	0,189	1,011	2,122	6,439
I – Butano	3,508	1,642	0,084	0,342	0,425	0,979
N – Butano	11,635	5,446	0,452	1,838	1,566	3,606
I – Pentano	3,970	1,497	0,432	1,415	0,784	1,455
N – Pentano	4,941	1,863	0,787	2,576	1,200	2,227
N – Hexanos	3,368	1,063	1,958	5,366	2,098	3,258
M-C-Pentano	0,235	0,076	0,301	0,846	0,295	0,469
Benceno	0,000	0,000	0,056	0,169	0,050	0,086
Ciclohexano	0,040	0,013	0,196	0,549	0,180	0,286
N – Heptanos	0,681	0,185	2,217	5,228	2,064	2,757
M-C-Hexano	0,058	0,016	0,454	1,092	0,414	0,565
Tolueno	0,051	0,015	0,636	1,630	0,577	0,839
N – Octanos	0,055	0,013	2,763	5,714	2,493	2,921
E-Benceno	0,000	0,000	0,238	0,529	0,214	0,270
M/P-Xileno	0,000	0,000	0,418	0,930	0,376	0,474
O-Xileno	0,000	0,000	0,153	0,340	0,138	0,173
N – Nonanos	0,009	0,002	2,584	4,760	2,328	2,429
pseudo C10H22	0,000	0,000	3,609	6,363	3,249	3,245
pseudo C11H24	0,000	0,000	3,321	5,338	2,990	2,723
pseudo C12H26	0,000	0,000	3,096	4,543	2,787	2,317
pseudo C13H28	0,000	0,000	3,080	4,159	2,774	2,121
pseudo C14H30	0,000	0,000	2,844	3,537	2,561	1,804
pseudo C15H32	0,000	0,000	2,962	3,397	2,667	1,733
pseudo C16H34	0,000	0,000	2,786	2,965	2,508	1,512
pseudo C17H36	0,000	0,000	2,585	2,577	2,327	1,314
pseudo C18H38	0,000	0,000	2,490	2,344	2,242	1,195
pseudo C19H40	0,000	0,000	2,516	2,260	2,265	1,153
pseudo C20H42	0,000	0,000	2,284	1,962	2,056	1,001
pseudo C21H44	0,000	0,000	2,281	1,852	2,054	0,945
pseudo C22H46	0,000	0,000	2,144	1,661	1,931	0,847
pseudo C23H48	0,000	0,000	2,016	1,498	1,815	0,764
pseudo C24H50	0,000	0,000	1,908	1,362	1,718	0,695
pseudo C25H52	0,000	0,000	1,849	1,266	1,664	0,646
pseudo C26H54	0,000	0,000	1,755	1,155	1,580	0,589
pseudo C27H56	0,000	0,000	1,757	1,110	1,582	0,566
pseudo C28H58	0,000	0,000	1,708	1,040	1,538	0,530
pseudo C29H60	0,000	0,000	1,741	1,023	1,567	0,522
C30+	0,000	0,000	37,319	13,978	33,601	7,129
Total	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
MM Fluido		27,21		236,27		133,83
Relación molar		0,4900		0,5100		1,0000

Propiedades	Gas de Flash	Líquido de Flash	Fluido Monofásico
% Molar			
C7+	0,23	85,61	43,78
C12+	0,00	53,69	27,38
C20+	-	27,91	14,23
% Peso			
C7+	0,85	95,51	86,08
C12+	0,00	79,12	71,24
C20+	-	56,76	51,11
Peso Molecular			
C7+	100,58	263,59	263,17
C12+	-	348,18	348,18
C20+	-	480,56	480,56
C30+	-	630,80	630,80
Densidad			
C7+	-	0,9057	0,9057
C12+		0,9443	0,9443
C20+		0,9982	0,9982
C30+		1,0727	1,0727
Fluido a 15,56°C		0,8889	
Gravedad API		27,5	
Densidad Relativa del Gas (Aire = 1)	0,939		
Contenido de Calor Neto (BTU/scf)	1585,8		
Contenido de Calor Bruto (BTU/scf)	1558,2		

En Tabla IX-59 se muestran los datos alimentados al simulador, para la determinación del inventario y la tasa de descarga.

Tabla IX-59. Datos para el Inventario y la Tasa de Descarga.

Tipo de caso	Identificación de escenarios		Diámetro (in)		Flujo Vol.	Flujo másico	Presión	Temp	Duración fuga	Inventario	Tasa de descarga
	Clave	Descripción	Línea / Equipo	Fuga	MMPCSD	Kg/s	Kg/cm ²	°C	min	Kg o m ³	Kg/s
MP	E.01	Fuga de Gas y crudo ligero debido a una manifestación y descontrol del pozo en tubería de 19 1/2", con posible incendio y/o explosión con daño al personal, instalación y medio ambiente.	19.5	3.9	Nota 1	Nota 1	632.76	98	10	762,336	1270.56
PC	E.02	Fuga de Gas y derrame de crudo ligero debido a una manifestación y descontrol del pozo en tubería de 19 1/2", con posible incendio y/o explosión con daño al personal, instalación y medio ambiente.	19.5	19.5	Nota 1	Nota 1	632.76	98	10	19,058,340	31763.9
PC	E.03	Derrame de crudo en lecho marino durante la perforación, debido a una pérdida de control del pozo/integridad de pozo con daño al medio ambiente.	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Nota1: Es un pozo exploratorio.

Para los Escenarios 01 y 02 propuestos de acuerdo con los lineamientos previamente mencionados, se les realizó un análisis de consecuencias, mismo que incluye un Análisis Cuantitativo mediante el simulador Phast 8.4. Los inventarios (kg) y las tasas de descarga (kg/s) presentados en las siguientes tablas, fueron calculados a través del simulador Phast 8.4.

:

Para el **Escenario 03** propuesto se analizó cuantitativamente con el simulador OSCAR, considerando los siguientes criterios para la evaluación del mismo

El escenario catastrófico por derrame de petróleo se evaluó realizando un modelado estocástico de una liberación superficial de 150 días de duración en el Bloque 26 en el Golfo de México. Se modelaron 5 años con 25 escenarios cada año. Las estadísticas para estas 125 ejecuciones del modelo se combinaron y los resultados se presentan a continuación.

Se identificaron dos peores escenarios y se volvieron a ejecutar para estudiar el desarrollo temporal del derrame de petróleo. Los criterios para elegir los peores escenarios fueron el menor tiempo de llegada a la costa y la mayor parte del petróleo en tierra.

Ubicación del Pozo y Parámetros de entrada al modelo DREAM

En la Tabla IX-60 se muestra la información del sitio de liberación y la ubicación de la superficie del Bloque 26 en el Golfo de México.

Tabla IX-60. Información del sitio de lanzamiento

Sitio: Bloque 26	
Latitud	20° 1.029' N
Longitud	94° 8.767' W
Profundidad de liberación	1,887 m
Tasa de liberación	6,359.49 m ³ /dia
Duración de la liberación	150 días
Temperatura de la liberación	95 °C
Diámetro de tubería	19.5" (0.4953 m)
Relación Gas-líquido	700 scf/bbl (124.7 Sm ³ /m ³)
Densidad de gas	0.7 Kg/Sm ³
Dimensiones de la cuadrícula del hábitat	
Ancho de cuadrícula	1 664 km
Altura de la cuadrícula	1440 km
La resolución espacial del hábitat, la concentración (horizontal y vertical) y la cuadrícula de superficie.	
Longitud	2000 m
Latitud	2000 m
Profundidad	10m
Profundidad para la cuadrícula de concentración	
Mínimo	0 m
Máximo	100 m

Sitio: Bloque 26	
Tiempo de caminar -Paso de tiempo computacional	30 minutos
Intervalo de salida	6 horas
Duración de cada simulación	150 días
Número de simulaciones por año.	25
Número de años.	5

Características del aceite.

Se seleccionó un petróleo crudo análogo para las simulaciones, ya que no había información de intemperismo disponible para el petróleo crudo en el Bloque 26. El petróleo crudo Macondo MC252 se eligió aceite análogo para el modelado del derrame de petróleo después de una discusión con el cliente. Este aceite ha sido sometido a estudios de intemperismo en SINTEF, lo que proporciona una mayor precisión en el modelado.

Tabla IX-61. Características del Aceite crudo para Macondo MC252 usado en la modelación de Bloque 26

Propiedades del fluido	Macondo MC252 = Bloque 26
Gravedad API	38.4
Gravedad Especifica	0.833
Punto de fluidez (°C)	-27
Contenido de cera (%peso)	1.6
Contenido de asfáltenos (%peso)	0.15

El aceite crudo MC252 Macondo es un aceite parafínico ligero que se distingue por ser un aceite fresco con un alto contenido de asfáltenos y baja viscosidad (4 centipoises cP a una temperatura de 32°C). Su punto inicial de fluidez (PF) es muy bajo (-27°C), además con su alto grado de evaporación de volátiles, el contenido relativo parafínico aumenta y por lo tanto el punto de fluidez su respectivo incremento.

El aceite no formará una emulsión estable hasta que se haya producido un cierto grado de evaporación, y que inicialmente la baja tasa de evaporación provoque un pequeño incremento en la viscosidad de la emulsión. A velocidades del viento menores a 7 m/s, el modelo de intemperización de aceite de SINTEF predice viscosidades inferiores a los 1,000 centipoises (CP) para el primer día de intemperización. Ver Figura IX-46.

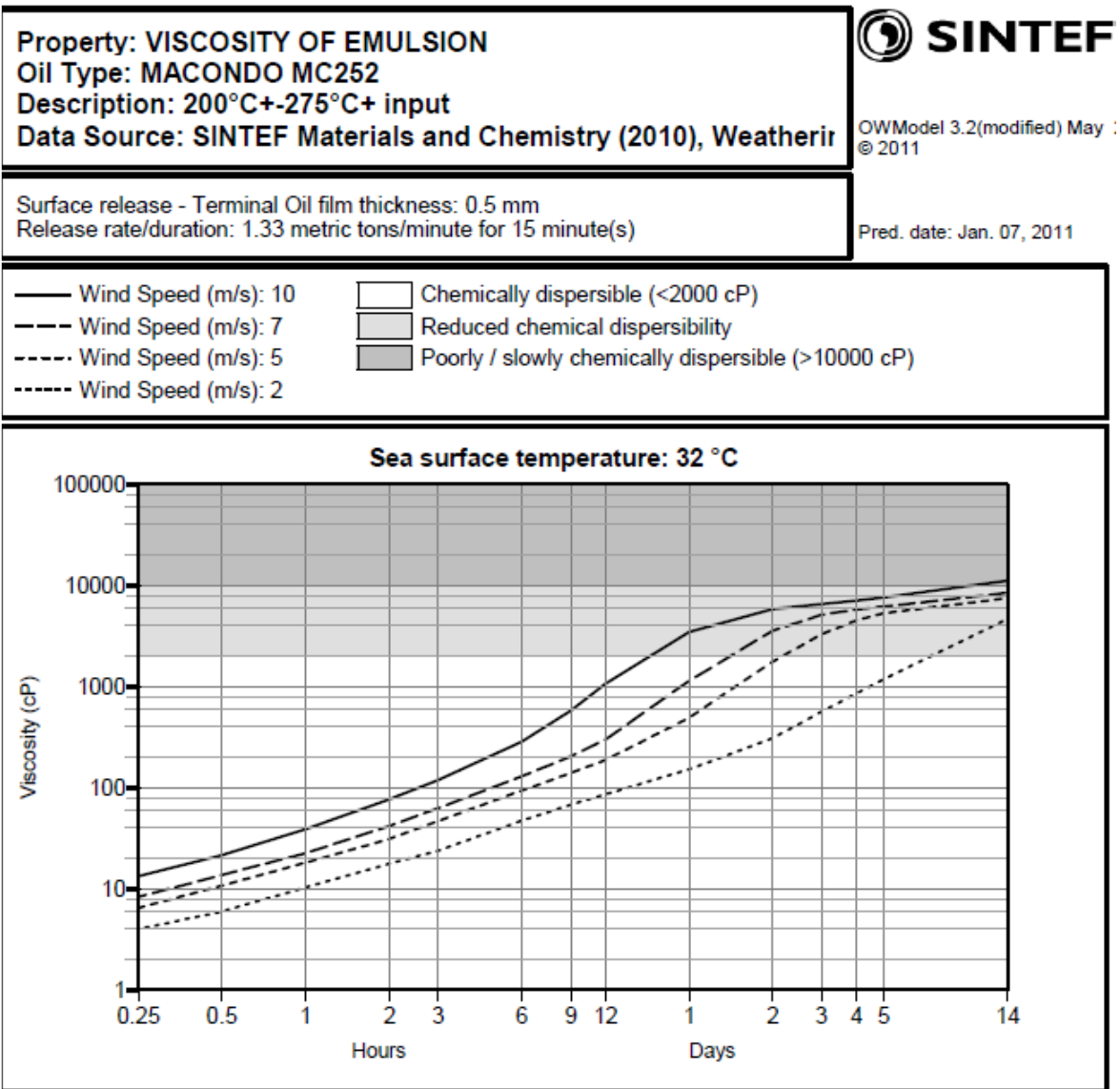


Figura IX-46. Modelo SINTEF de Viscosidad versus temperatura.

E.01.- Fuga de Gas y crudo ligero debido a una manifestación y descontrol del pozo en tubería de 19 1/2", con posible incendio y/o explosión con daño al personal, instalación y medio ambiente.

Nombre del Simulador Utilizado:		Phast 8.4					
Instalación:		Pacific Khamsin					
I. Datos del Escenario.							
Clave		Nombre				Peor Caso	
E.01		Nombre: Fuga de crudo debido a una manifestación y descontrol del pozo				Caso Más Probable	
						X	
		Caso alternativo					
Elaboro:	L.N.C.M.	Descripción: Fuga de Gas y crudo ligero debido a una manifestación y descontrol del pozo en tubería de 19 1/2", con posible incendio y/o explosión con daño al personal, instalación y medio ambiente.				Fecha	17/06/21
Objetivo:		Determinar las Posibles Afectaciones al Entorno (Instalaciones, Población y Medio Ambiente)					
II. Sustancias Involucradas.							
Nombre de la Sustancia:		Composición:		% molar	X	% másico	% volumétrico
Componente		%	Toxicidad	Inflamabilidad		IDLH	TLV (8 h. TWA)
							TLV (15 min. STEL)
Nitrógeno (N2)		0.415				N.A.	N.A.
Bióxido de Carbono (CO2)		0.057				N.A.	N.A.
Sulfuro de Hidrógeno		0.003					
Metano (CH4)		30.627				N.A.	N.A.
Etano (C2H6)		6.314				N.A.	N.A.
Propano (C3H8)		6.439				N.A.	N.A.
Iso-Butano (i-C4H10)		0.979				N.A.	N.A.
N-Butano (n-C4H10)		3.606				N.A.	N.A.
Iso-Pentano (i-C5H12)		1.455				N.A.	N.A.
N-Pentano (n-C5H12)		2.227				N.A.	N.A.
N-Hexano (n-C6H14)		3.258				N.A.	N.A.
Benceno		0.086				N.A.	N.A.
Ciclohexano		0.286				N.A.	N.A.
N-Heptanos		2.757				N.A.	N.A.
M-C-Hexano		0.565				N.A.	N.A.
Tolueno		0.0839				N.A.	N.A.
N-octanos		2.921				N.A.	N.A.
N-tetradecanos		36.535				N.A.	N.A.
III. Condiciones de confinamiento y características de liberación.							
Presión:	9000 psi	Temperatura:	98 °C	Estado:	Líquido:	Líquido abajo de su p.e.	
							Líquido arriba de su p.e.
Fase de material liberado:		Vapor:	Líquido:		Vapor y líquido		X

Contenedor:	Cilindro	Tubería	X	Tipo de fuga:	Falla catastrófica	Válvula de alivio
Alto del recipiente:		Diámetro o ancho del recipiente/tubería:		19.5 in	Largo del recipiente:	
Área del dique:	Tipo de superficie sobre la que se encuentra el recipiente:		Tierra seca:	Tierra húmeda:	Concreto :	Otra X Explicite Agua
Diámetro del orificio:	3.9 in	Coef. De pérdida del orificio:	Elevación del punto de liberación:		1 m	Altura hidráulica:
Dirección de la fuga:	Vertical	X	Horizontal	Hacia abajo	Golpea contra	Inclinada
Tiempo estimado de liberación:		600 seg		Masa estimada de liberación		762336 kg

IV. Condiciones atmosféricas y del entrono			
Pares (velocidad del viento, estabilidad atmosférica):		1.5 F	1.5 A-B
Temperatura atmosférica:		26.6 °C	
Temperatura del suelo (si es distinta a la atmosférica):		---	
Humedad atmosférica		87.78 %	
Presión atmosférica		14.5 psi	
Tipo de suelo (rugosidad empleada)		---	
Direcciones Dominantes del viento:		NorNoreste (NNE)	
Tipo de área donde se encuentra la instalación	Rural	Urbana	Industrial
		Arbitraria	Explicite

V. Lugares de particular interés (Descripción y distancia del punto de fuga)			
Sitio 1	Sitio 2	Sitio 3	

VI. Estados finales de análisis			
Dardo, antorcha o jet de fuego	X	Charco de fuego	Incendio de nube
BLEVE/bola de fuego		Nube tóxica	X

VII. Memoria de cálculo y suposiciones:

VIII. Resumen de resultados (Distancias y afectaciones)

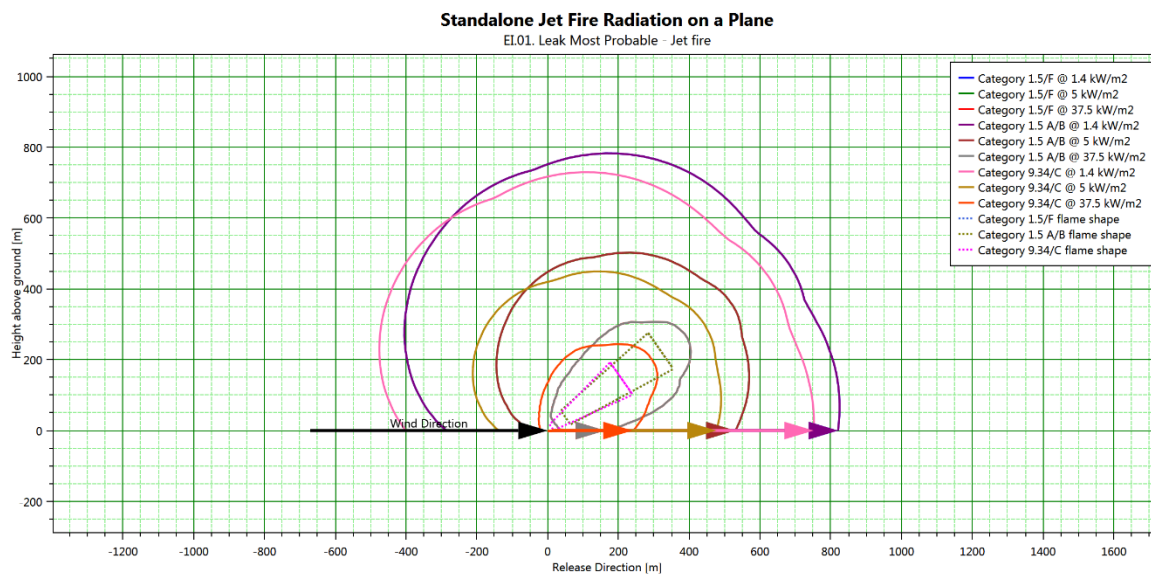
Radios por toxicidad			Radios por radiación térmica				Radios por sobrepresión			
Zona de seguridad			Clase de Evento	Otro	Zona de seguridad		Clase de Evento	Otro	Zona de seguridad	
Alto Riesgo	Amortiguamiento			Alto Riesgo (daño a equipos)	Alto Riesgo	Amortiguamiento		Alto Riesgo (daño a equipos)	Alto Riesgo	Amortiguamiento
IDLH	TLV _{15 min}	TLV _{8 h}		KW/m²				psi		
ppm	ppm	ppm		37.5	5.0	1.4		10	1.0	0.5
m				m				m		
--	--	--	Jet fire	110.465	517.109	816.885	Early explosi ón	--	--	--
			Early pool fire	--	--	--				
			Late pool fire	--	--	--	Late Ignition	No Alcanzado	No Alcanzado	61.037
			Flash fire	--	--	--				

Alcance por inflamabilidad de la mezcla o compuesto:	$\frac{1}{2}$ LFL (m)	No Alcanzado	LFL (m)	No Alcanzado
--	-----------------------	--------------	---------	--------------

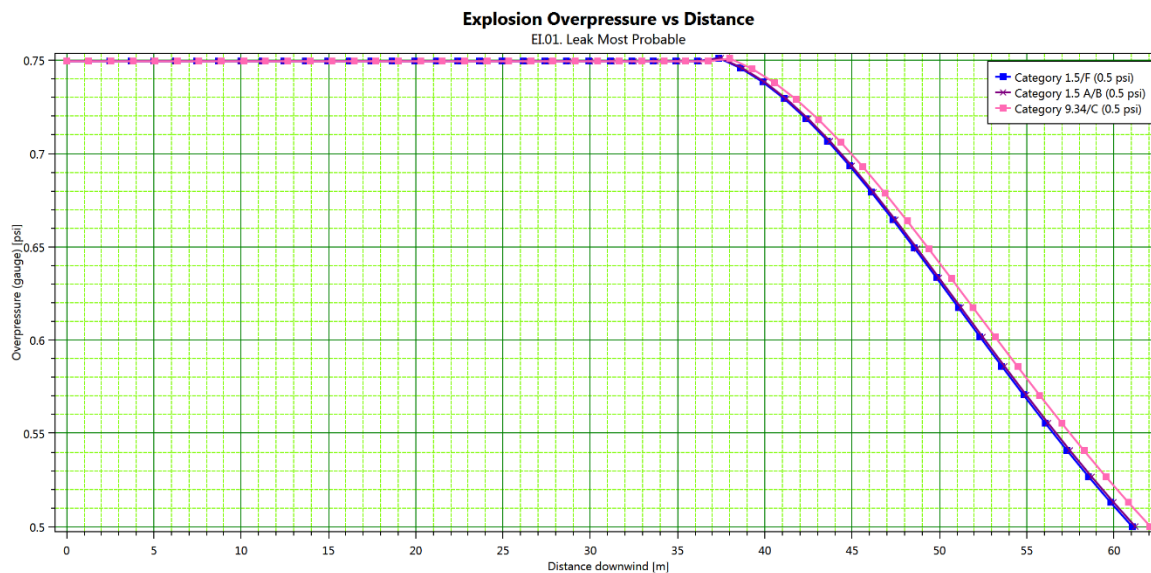
Los resultados mostrados son a 1.5 m/seg y estabilidad F.

El punto de ignición se consideró como probable a 10 metros a partir del punto de fuga.

A continuación, se muestra la gráfica de Jet Fire



En la siguiente gráfica se muestra la sobrepresión con un punto de ignición a 10 m.



E.02.- Fuga de Gas y derrame de crudo ligero debido a una manifestación y descontrol del pozo en tubería de 19 1/2", con posible incendio y/o explosión con daño al personal, instalación y medio ambiente.

Nombre del Simulador Utilizado:		Phast 8.4							
Instalación:		Pacific Khamsin							
I. Datos del Escenario.									
Clave		Nombre				Peor Caso		X	
E.02		Nombre: Fuga de crudo debido a una manifestación y descontrol del pozo				Caso Más Probable			
						Caso alterno			
Elaboro:	L.N.C.M.	Descripción: Fuga de Gas y crudo ligero debido a una manifestación y descontrol del pozo en tubería de 19 1/2", con posible incendio y/o explosión con daño al personal, instalación y medio ambiente.				Fecha	17/06/21		
Objetivo:		Determinar las Posibles Afectaciones al Entorno (Instalaciones, Población y Medio Ambiente)							
II. Sustancias Involucradas.									
Nombre de la Sustancia:		Composición:		% molar	X	% másico	% volumétrico		
Componente		%	Toxicidad	Inflamabilidad		IDLH	TLV (8 h. TWA)	TLV (15 min. STEL)	
Nitrógeno (N2)		0.415	-	-		N.A.	N.A.	N.A.	
Bióxido de Carbono (CO2)		0.057				N.A.	N.A.	N.A.	
Sulfuro de Hidrógeno		0.003							
Metano (CH4)		30.627				N.A.	N.A.	N.A.	
Etano (C2H6)		6.314				N.A.	N.A.	N.A.	
Propano (C3H8)		6.439				N.A.	N.A.	N.A.	
Iso-Butano (i-C4H10)		0.979				N.A.	N.A.	N.A.	
N-Butano (n-C4H10)		3.606				N.A.	N.A.	N.A.	
Iso-Pentano (i-C5H12)		1.455				N.A.	N.A.	N.A.	
N-Pentano (n-C5H12)		2.227				N.A.	N.A.	N.A.	
N-Hexano (n-C6H14)		3.258				N.A.	N.A.	N.A.	
Benceno		0.086				N.A.	N.A.	N.A.	
Ciclohexano		0.286				N.A.	N.A.	N.A.	
N-Heptanos		2.757				N.A.	N.A.	N.A.	
M-C-Hexano		0.565				N.A.	N.A.	N.A.	
Tolueno		0.0839				N.A.	N.A.	N.A.	
N-octanos		2.921				N.A.	N.A.	N.A.	
N-tetradecanos		36.535	N.A.	N.A.	N.A.				
III. Condiciones de confinamiento y características de liberación.									
Presión:	9000 psi	Temperatura:	98 °C	Estado:	Líquido:	Líquido abajo de su p.e.		Líquido arriba de	

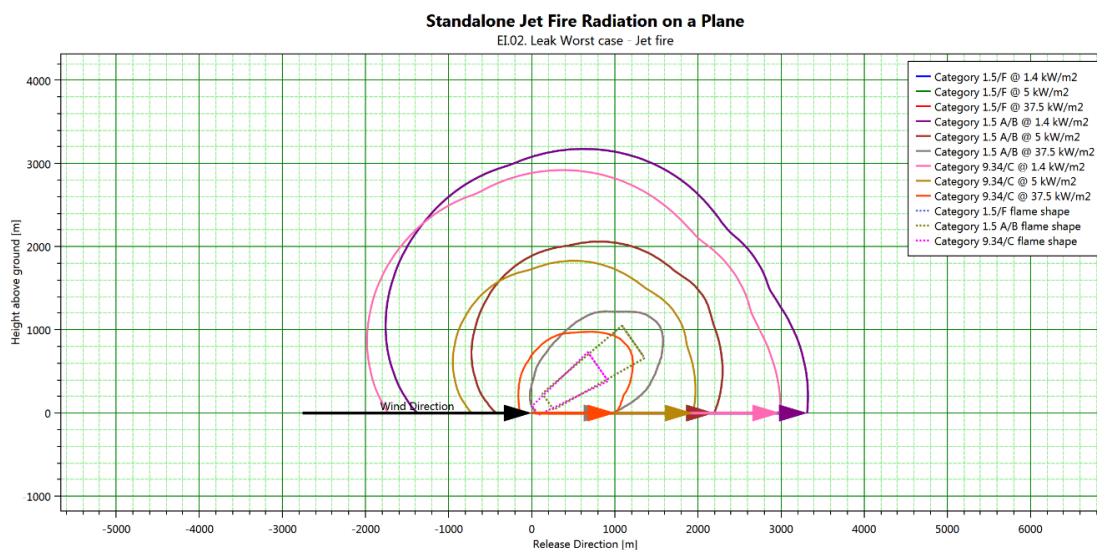
										su p.e.						
Fase de material liberado:			Vapor:		Líquido:			Vapor y líquido			X					
Contenedor:		Cilindro		Tubería		X	Tipo de fuga:		Falla catastrófica		Válvula de alivio					
Alto del recipiente:						Diámetro o ancho del recipiente/tubería:			19.5 in		Largo del recipiente:					
Área del dique:				Tipo de superficie sobre la que se encuentra el recipiente:			Tierra seca:		Tierra húmeda:		Concreto :					
											Otra X					
											Explicite Agua					
Diámetro del orificio:		19.5 in		Coef. De pérdida del orificio:						Elevación del punto de liberación:		1 m				
												Altura hidráulica:				
Dirección de la fuga:		Vertical		X	Horizontal				Hacia abajo		Golpea contra					
												Inclinada				
Tiempo estimado de liberación:			600 seg			Masa estimada de liberación			1.90583E+07 kg							
IV. Condiciones atmosféricas y del entorno																
Pares (velocidad del viento estabilidad atmosférica):						1.5 F		1.5 A-B		9.34 C						
Temperatura atmosférica:						26.6 °C										
Temperatura del suelo (si es distinta a la atmosférica):						---										
Humedad atmosférica						87.78 %										
Presión atmosférica						14.5 psi										
Tipo de suelo (rugosidad empleada)						---										
Direcciones Dominantes del viento:						NorNoreste (NNE)										
Tipo de área donde se encuentra la instalación				Rural				Urbana				Industrial				
												Artística				
												Otra				
												Explicite				
V. Lugares de particular interés (Descripción y distancia del punto de fuga)																
Sitio 1						Sitio 2						Sitio 3				
VI. Estados finales de análisis																
Dardo, antorcha o jet de fuego			X	Charco de fuego						Incendio de nube						
												Explosión de nube				
												X				
BLEVE/bola de fuego						Nube tóxica			X							
VII. Memoria de cálculo y suposiciones:																
VIII. Resumen de resultados (Distancias y afectaciones)																
Radios por toxicidad					Radios por radiación térmica					Radios por sobrepresión						
Zona de seguridad																
Alto Riesgo		Amortiguamiento			Clase de Evento	Otro		Zona de seguridad		Clase de Evento	Otro		Zona de seguridad			
						Alto Riesgo (daño a equipos)		Alto Riesgo			Amortiguamiento		Alto Riesgo (daño a equipos)		Alto Riesgo	
IDLH		TLV 15 min		TLV 8 h			KW/m²						psi			
ppm		ppm		ppm			37.5		5.0		1.4		10			
													1.0			
													0.5			
m					m					m						
					Jet fire					Early explosi ón						
					811.897					2157.19						
					3300.97					--						
					Early pool fire					--						
					--					--						
					Late pool fire					Late Ignition						
					--					No Alcanzado						
					--					No Alcanzado						
					--					84.825						

			Flash fire	--	--	--			
Alcance por inflamabilidad de la mezcla o compuesto:				$\frac{1}{2}$ LFL (m)		No Alcanzado	LFL (m)		No Alcanzado

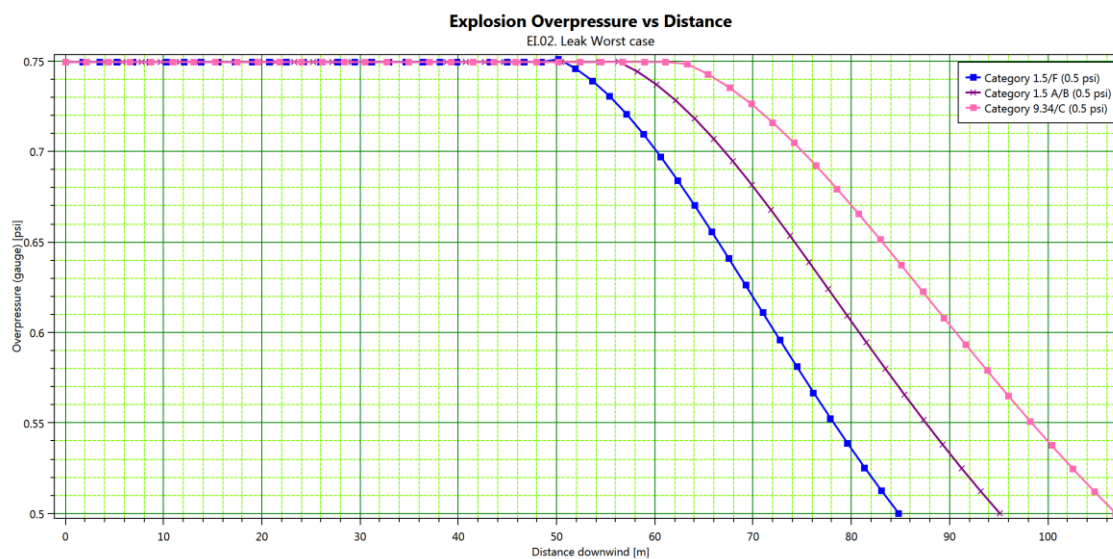
Los resultados mostrados son a 1.5 m/seg y estabilidad F.

El punto de ignición se consideró como probable a 10 metros a partir del punto de fuga.

A continuación, se muestra la gráfica de Jet Fire



En la siguiente gráfica se muestra la sobrepresión con un punto de ignición a 10 m.



Resultados con el modelo OSCAR (Oil Spill Contingency and Response)

El modelo SINTEF de contingencia y respuesta ante derrames de petróleo (OSCAR) es un sistema de modelo tridimensional que calcula y registra la distribución (como masa y concentraciones) de contaminantes en la superficie del agua, en la costa, en la columna de agua y en los sedimentos.

El modelo permite múltiples sitios de lanzamiento, cada uno con un comienzo y un final específicos para el lanzamiento. Esto permite lanzamientos variables en el tiempo en una ubicación determinada, así como en toda el área de estudio. Para liberaciones del subsuelo (p. Ej., Reventones o fugas en la tubería), la parte del campo cercano.

La simulación se calcula con un modelo de pluma integral multifase (Johansen, 2000, 2003) integrado en OSCAR. El modelo de campo cercano tiene en cuenta los efectos de flotabilidad del petróleo y el gas, la disolución de hidrocarburos, la formación de hidratos y la expansión de gases, así como los efectos de la estratificación ambiental y el flujo cruzado sobre la dilución y el tiempo de elevación del penacho.

Simulación Estocástica

La Figura IX-47 muestra el tiempo de llegada estadística del petróleo a la costa. Todas las simulaciones se han ordenado para mostrar la tendencia en las probabilidades del tiempo de llegada más corto al más largo. El tiempo de llegada y la masa total correspondiente en tierra para las simulaciones con el tiempo de llegada más corto y más largo a la costa se muestran en la Tabla IX-62, y las simulaciones con la mayor y menor masa en tierra se muestran en la Tabla IX-63. El tiempo de llegada a la costa varía de 8.3 días a 41.3 días, y la masa total en la costa oscila entre 14 970 a 19 085 toneladas. No hubo simulación sin lubricación en la costa.

Tabla IX-62. Simulaciones con tiempo de llegada más corto y largo a la costa con la masa total correspondiente en tierra.

No. de simulación	Tiempo de inicio de la simulación	Tiempo de llegada	Masa total en tierra
87	1998-06-10 15:00	8.3 días	14 970 toneladas
121	1999-10-20 00:00	41.3 días	19 085 toneladas

Tabla IX-63. Simulaciones con mayor y menor masa total en tierra con tiempo de llegada correspondiente a tierra.

No. de simulación	Tiempo de inicio de la simulación	Tiempo de llegada	Masa total en tierra
109	1999-04-27 20:00	18.2 días	51 549 toneladas
19	1995-09-20 20:00	10.8 días	6 594 toneladas

La Figura IX-48 muestra la masa total de petróleo acumulada en la costa todos los días durante los primeros 10 días después del inicio de la liberación con la probabilidad acumulada correspondiente de aceite en la costa. La Figura IX-49 muestra lo mismo, solo durante 10, 20, 30, 40, 50, 75, 100, 125 y 150 días después del inicio de la liberación.

Las cifras muestran que la probabilidad de que el petróleo llegue a la costa aumenta con el número de días desde el lanzamiento. Cuanto más largo sea el período de tiempo desde el lanzamiento, más tiempo tiene el petróleo para llegar potencialmente a la costa. Además, la masa máxima acumulada de petróleo total en la costa también aumenta con el número de días desde el lanzamiento.

Las estadísticas de la costa para el escenario de liberación de superficie del Bloque 26 se da en la Figura IX-50 muestra la probabilidad de contaminación.

La masa máxima de petróleo acumulada en la costa se muestra en la Figura IX-54.

Las estadísticas de superficie se dan en la Figura IX-51 y la Figura IX-52. La probabilidad de contaminación se da en la primera figura, mientras que el espesor máximo promedio de la emulsión se muestra en la segunda. El tiempo mínimo de llegada del aceite superficial y el tiempo de exposición (número de días expuestos) del aceite superficial se muestran en la Figura IX-53. Estas cifras se pueden combinar con la capacidad de respuesta disponible para garantizar que el equipo se ubique y se implemente de manera eficiente.

Las estadísticas para la columna de agua se muestran en la Figura IX-55 y Figura IX-56. La probabilidad de contaminación se da en la Figura IX-55, mientras que la Figura IX-56 muestra la concentración total de aceite promediada en el tiempo (aceite sumergido en forma de gota, también conocida como dispersada, y la fracción disuelta) en el aceite de la columna de agua dentro de 150 días.

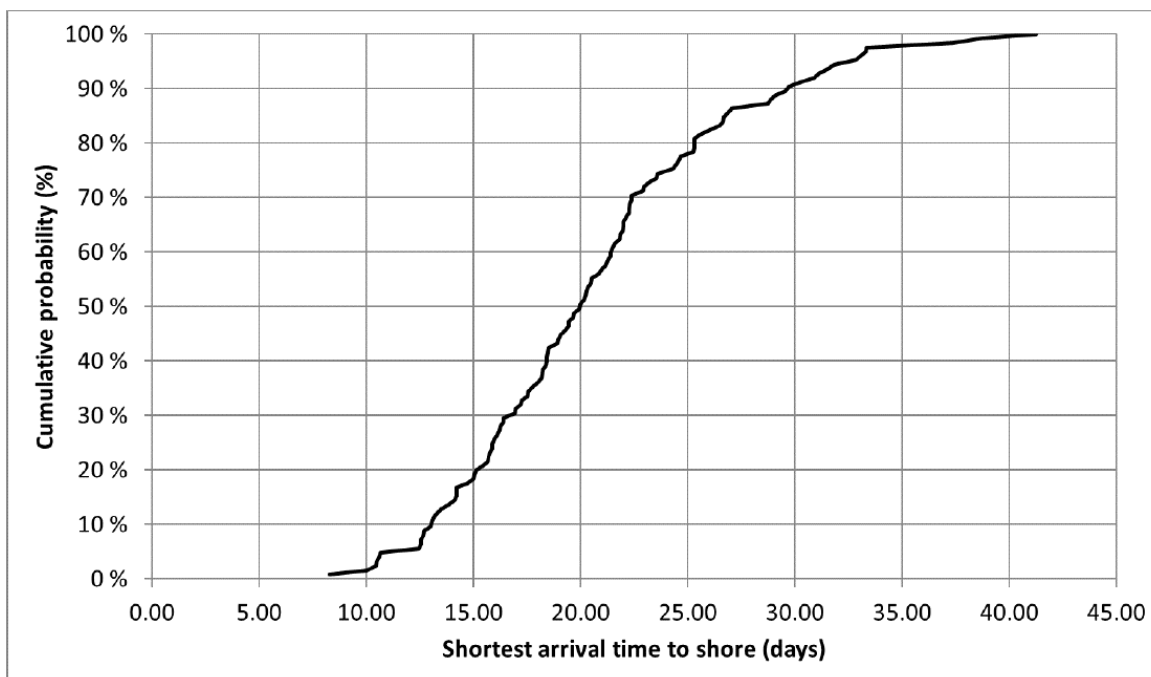


Figura IX-47. Tiempo de llegada más corto del petróleo a la costa con porcentaje de simulaciones que tienen un tiempo de llegada más largo.

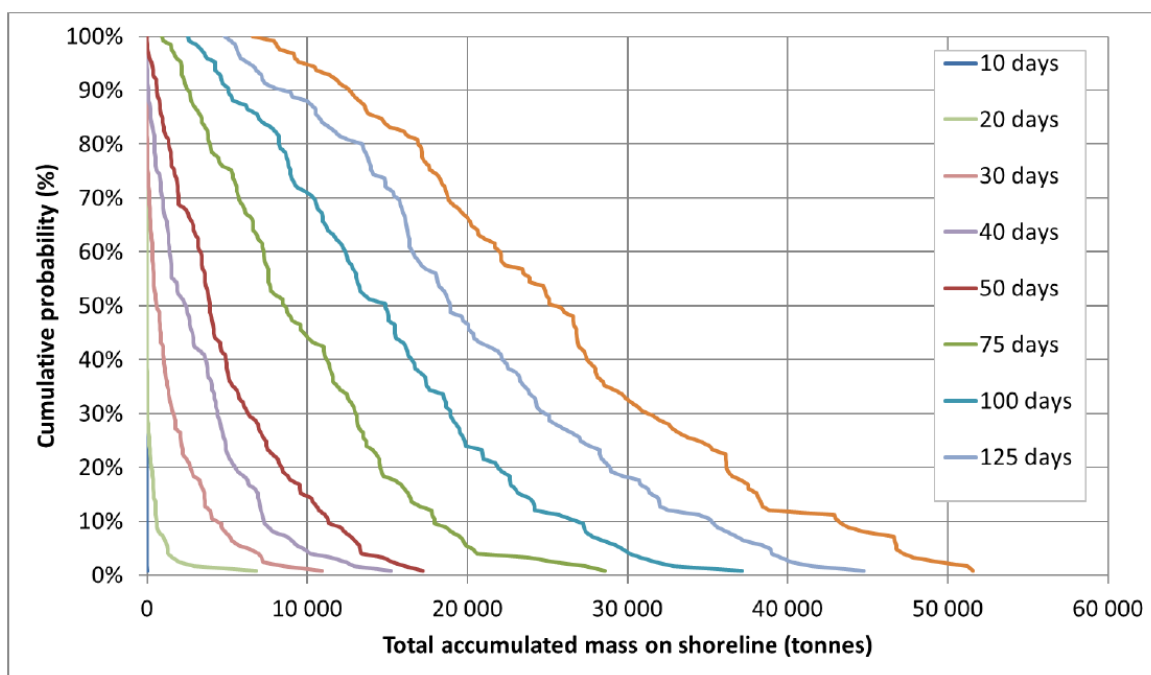


Figura IX-48. Masa de petróleo acumulado en la costa como un tiempo de función después del inicio de la liberación con porcentaje de simulaciones que tienen más petróleo en la costa. Datos de los primeros 15 días del lanzamiento.

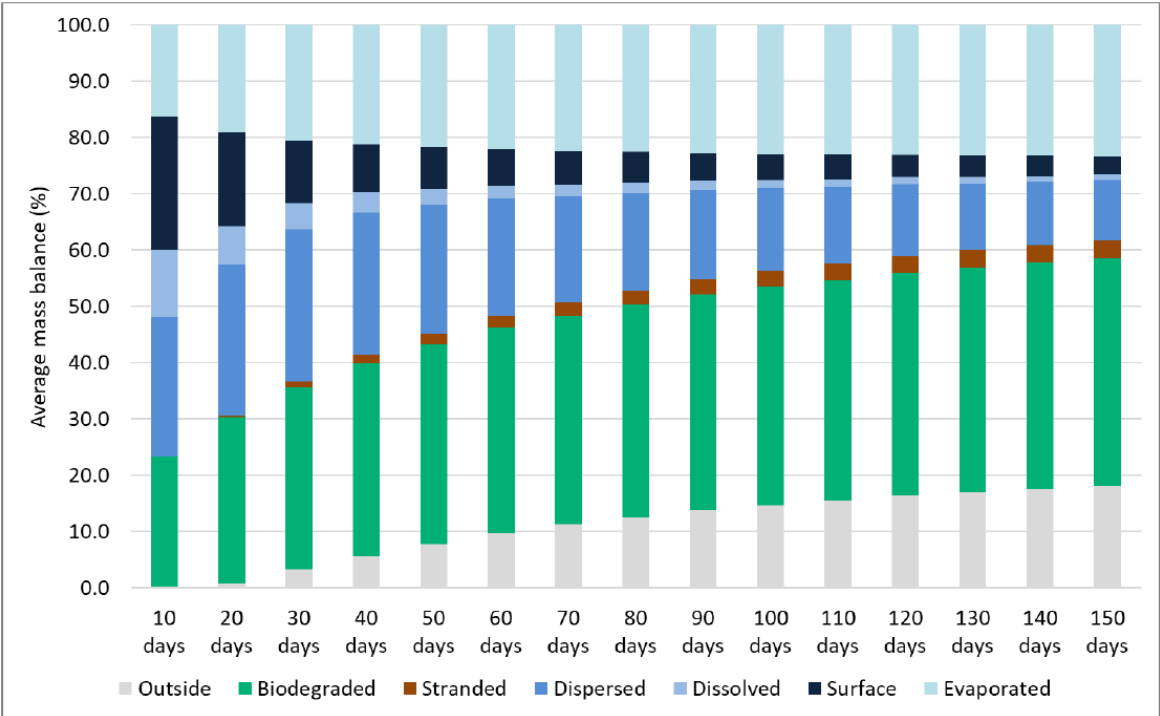


Figura IX-49. Balance de masa promedio sobre las 125 simulaciones individuales por cada 10 días durante el período de simulación de 150 días. Tenga en cuenta que la categoría "afuera" consiste tanto en petróleo en el sedimento como en petróleo que sale del dominio del modelo.

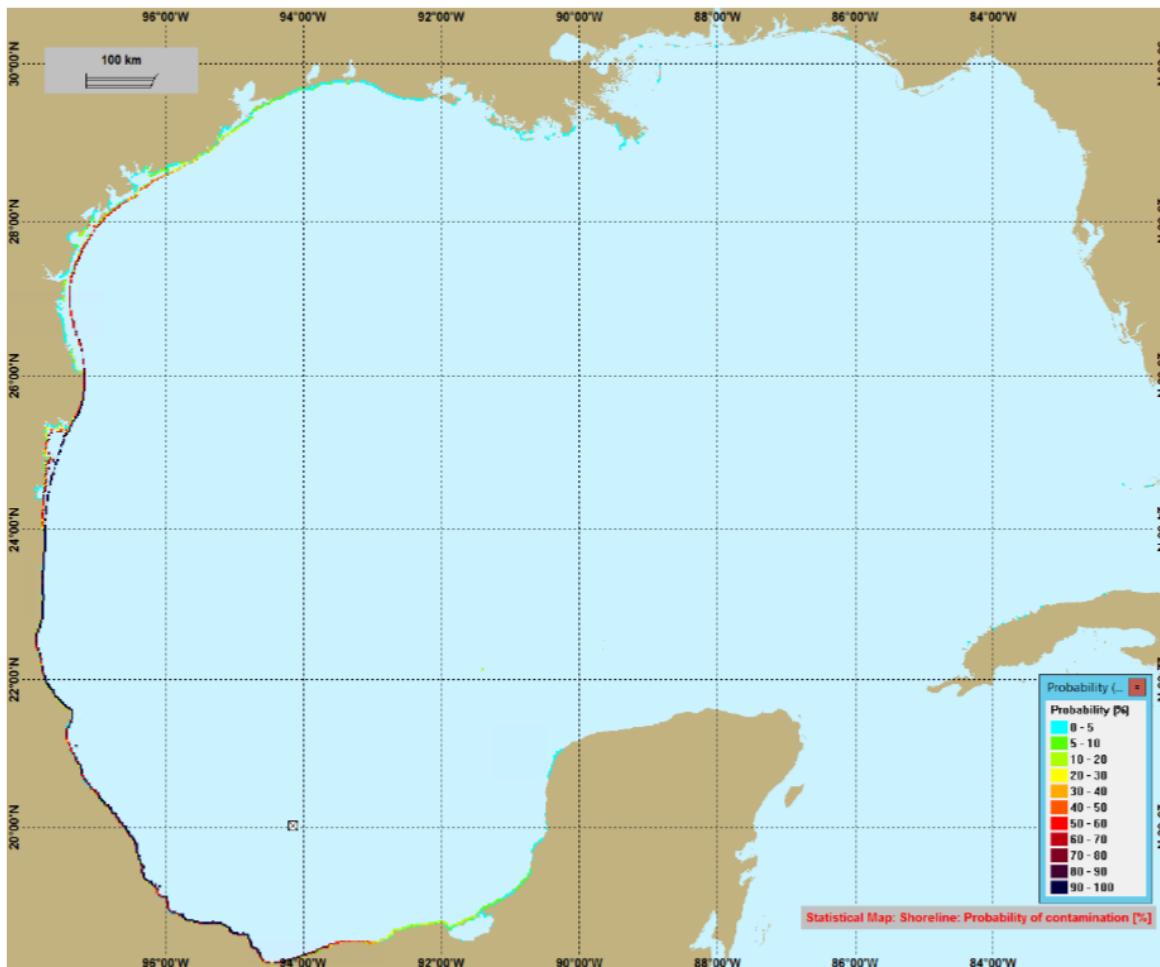


Figura IX-50. Mapa estadístico del Bloque 26, que muestra la probabilidad de que el petróleo llegue a tierra en 150 días.

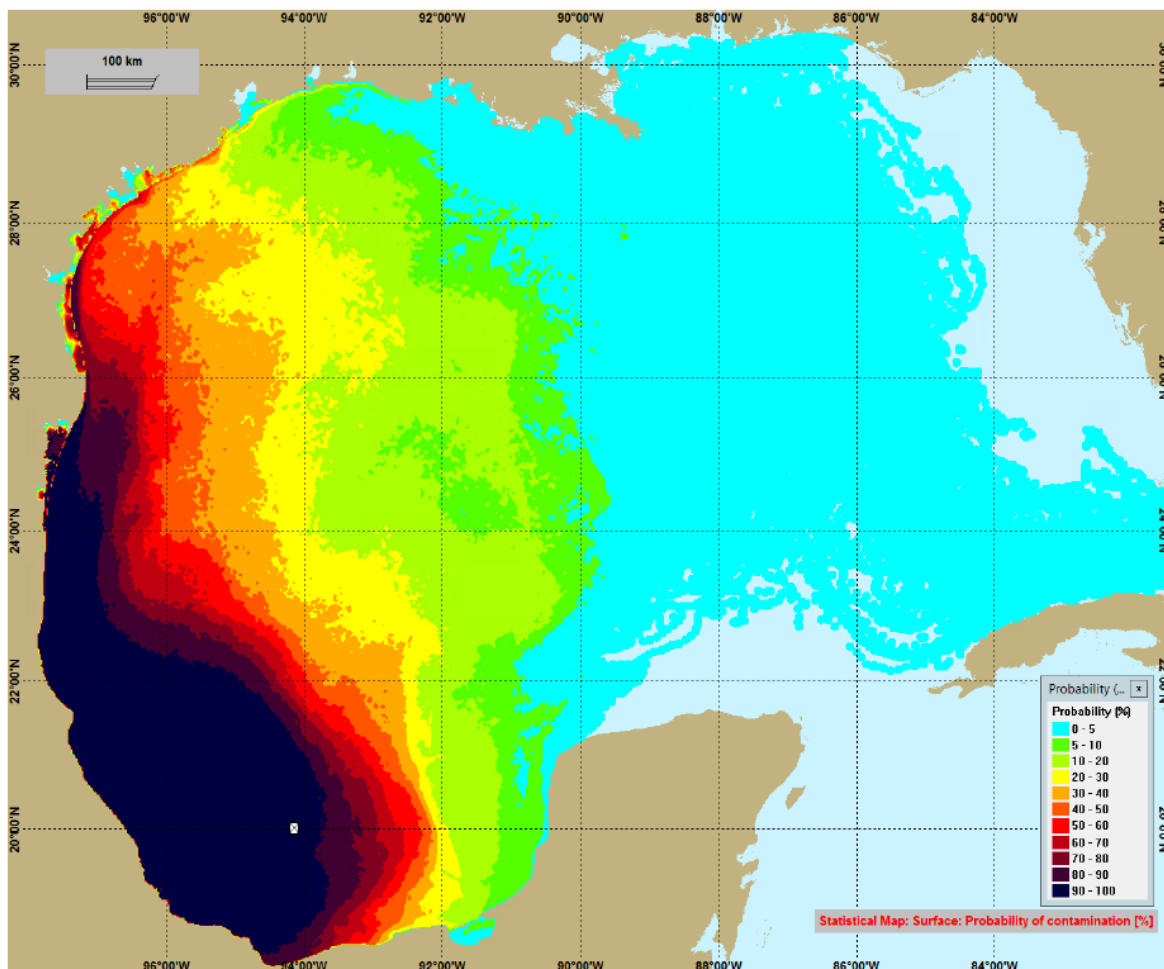


Figura IX-51. Mapa estadístico para el Bloque 26, que muestra la probabilidad de petróleo superficial dentro de 150 días.

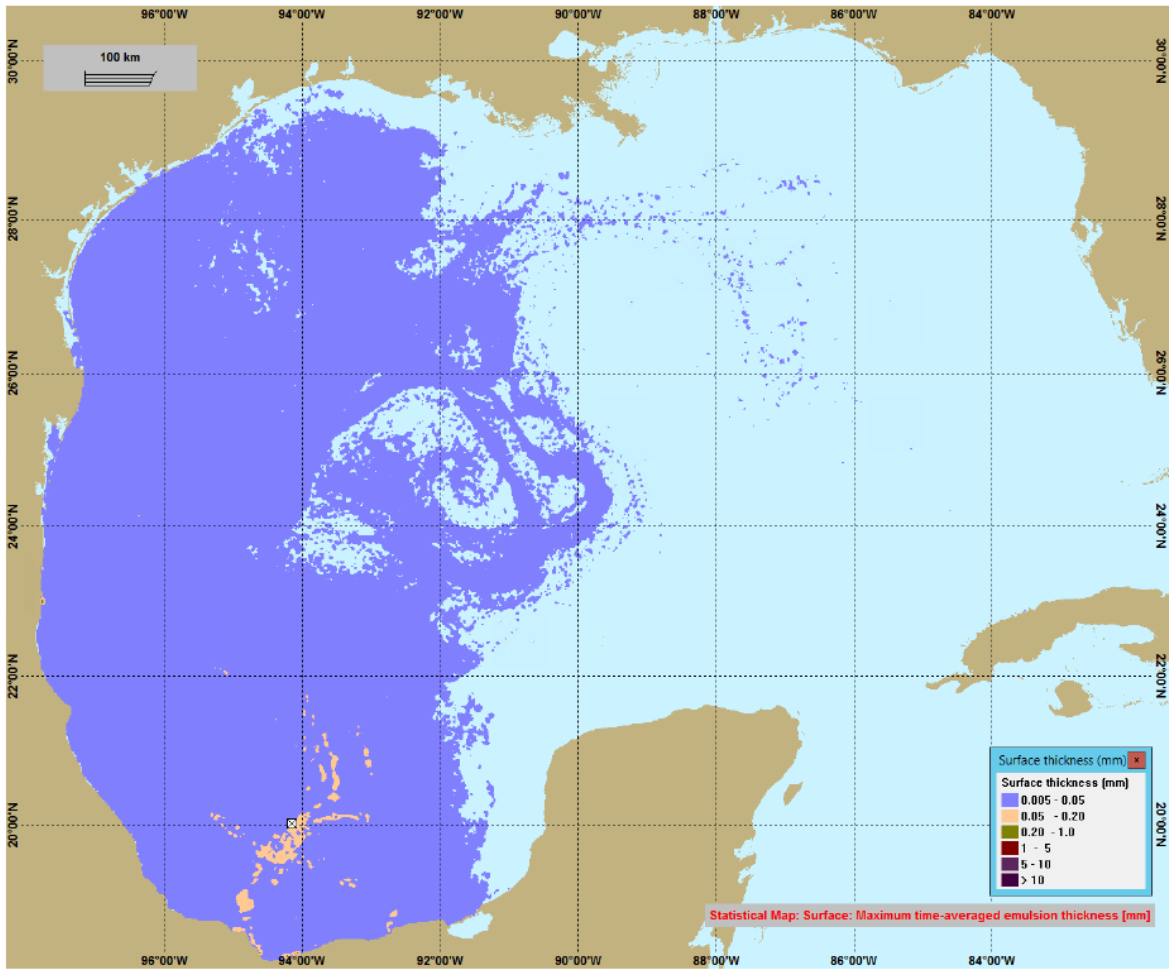


Figura IX-52. Mapa estadístico para el Bloque 26, que muestra el tiempo promedio máximo de espesor de emulsión de aceite superficial dentro de 150 días.

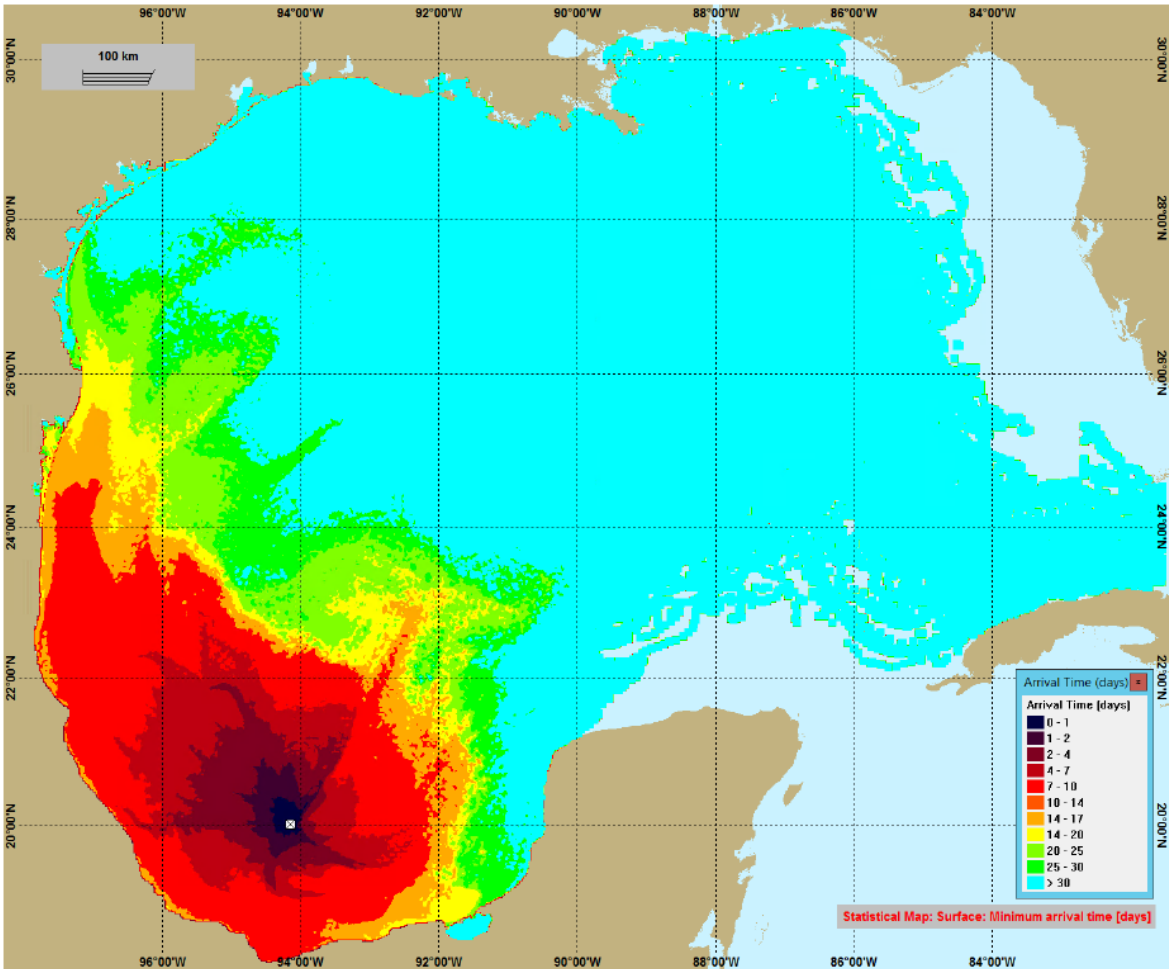


Figura IX-53. Mapa estadístico para el Bloque 26, que muestra el tiempo mínimo de llegada del petróleo superficial dentro de 150 días.

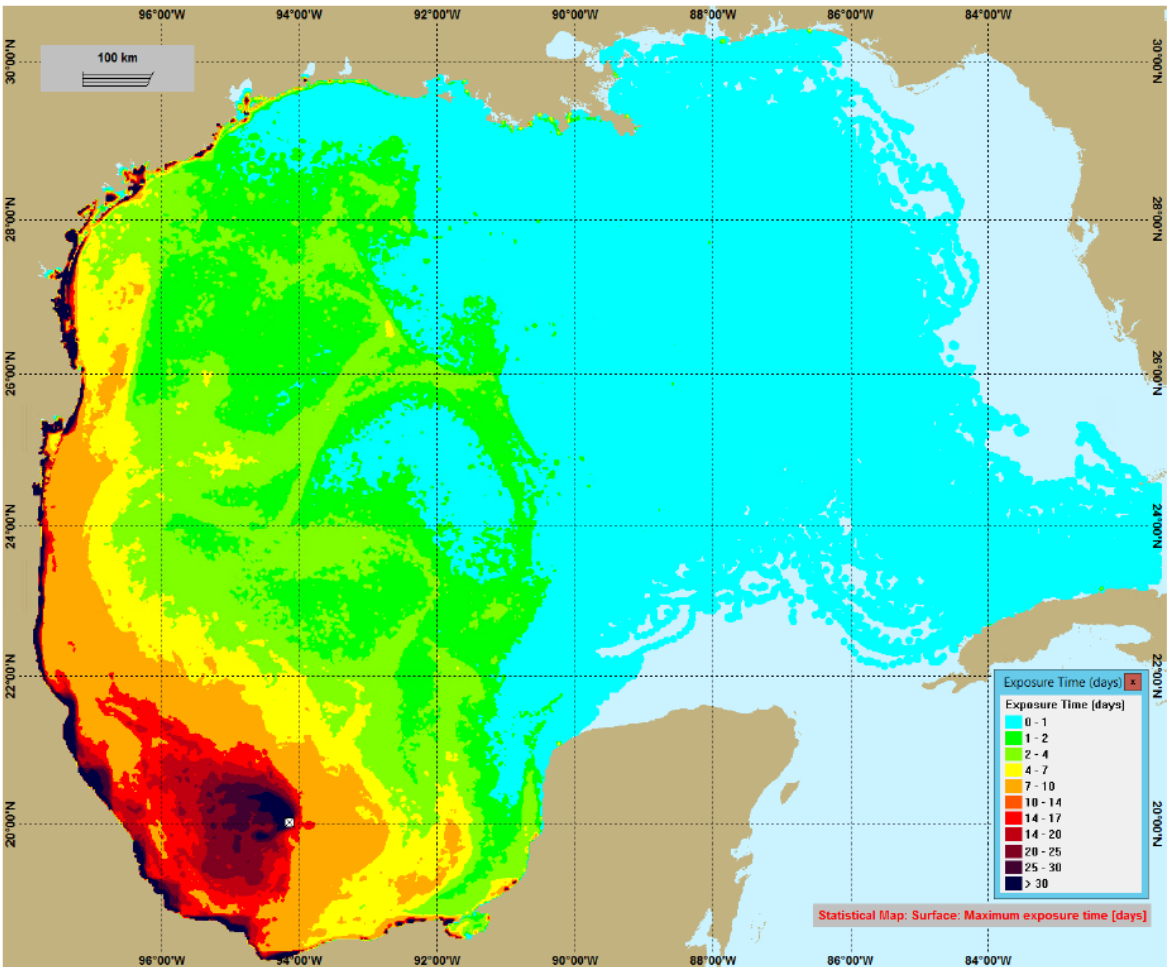


Figura IX-54. Mapa estadístico para el Bloque 26, que muestra el tiempo de exposición máximo con aceite de la superficie dentro de los 150 días.

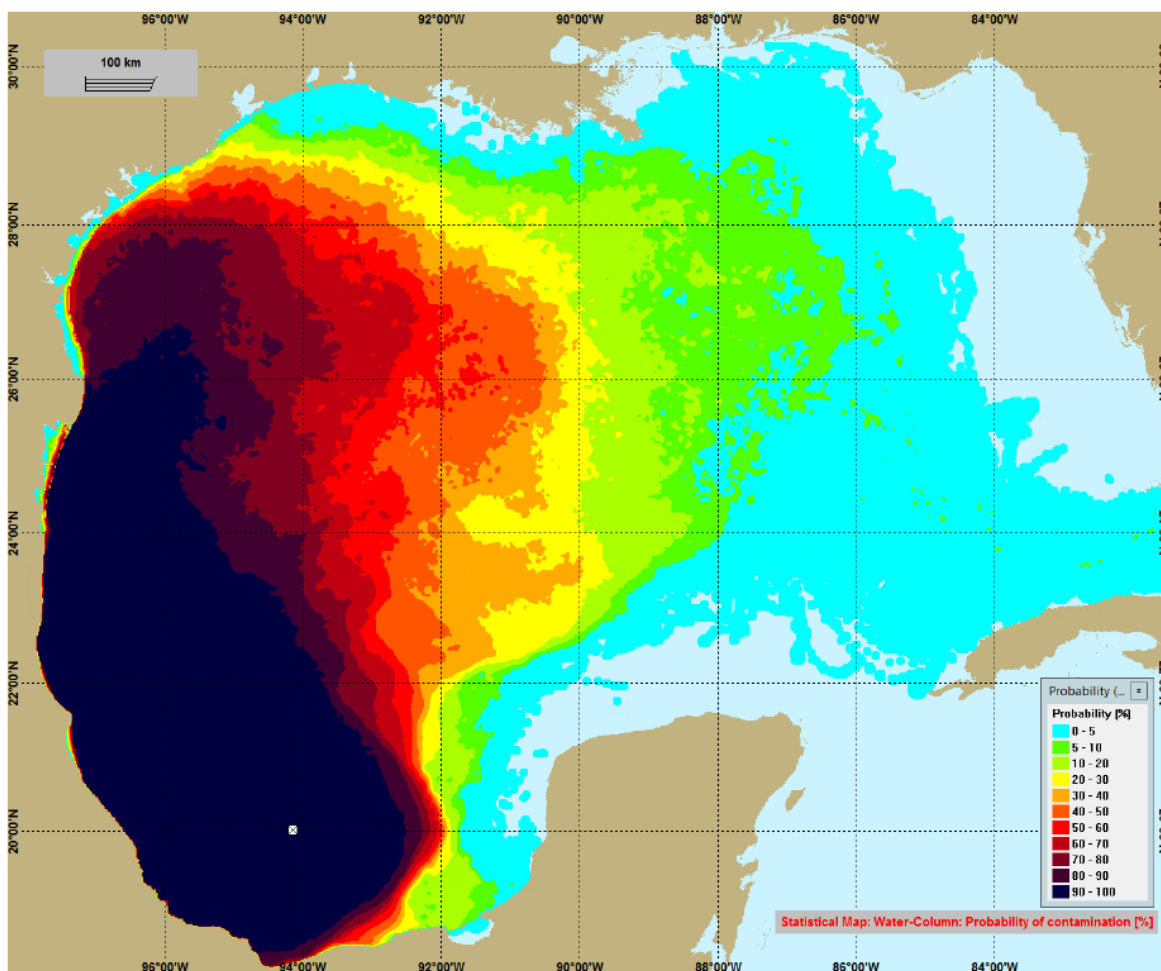


Figura IX-55. Mapa estadístico para el Bloque 26, que muestra la probabilidad de que el tiempo promedio de concentración total (disperso y disuelto) en la columna de agua para cualquier celda de la cuadrícula en la parte superior 100 m de columna de agua durante el período de simulación basado en todas las simulaciones.

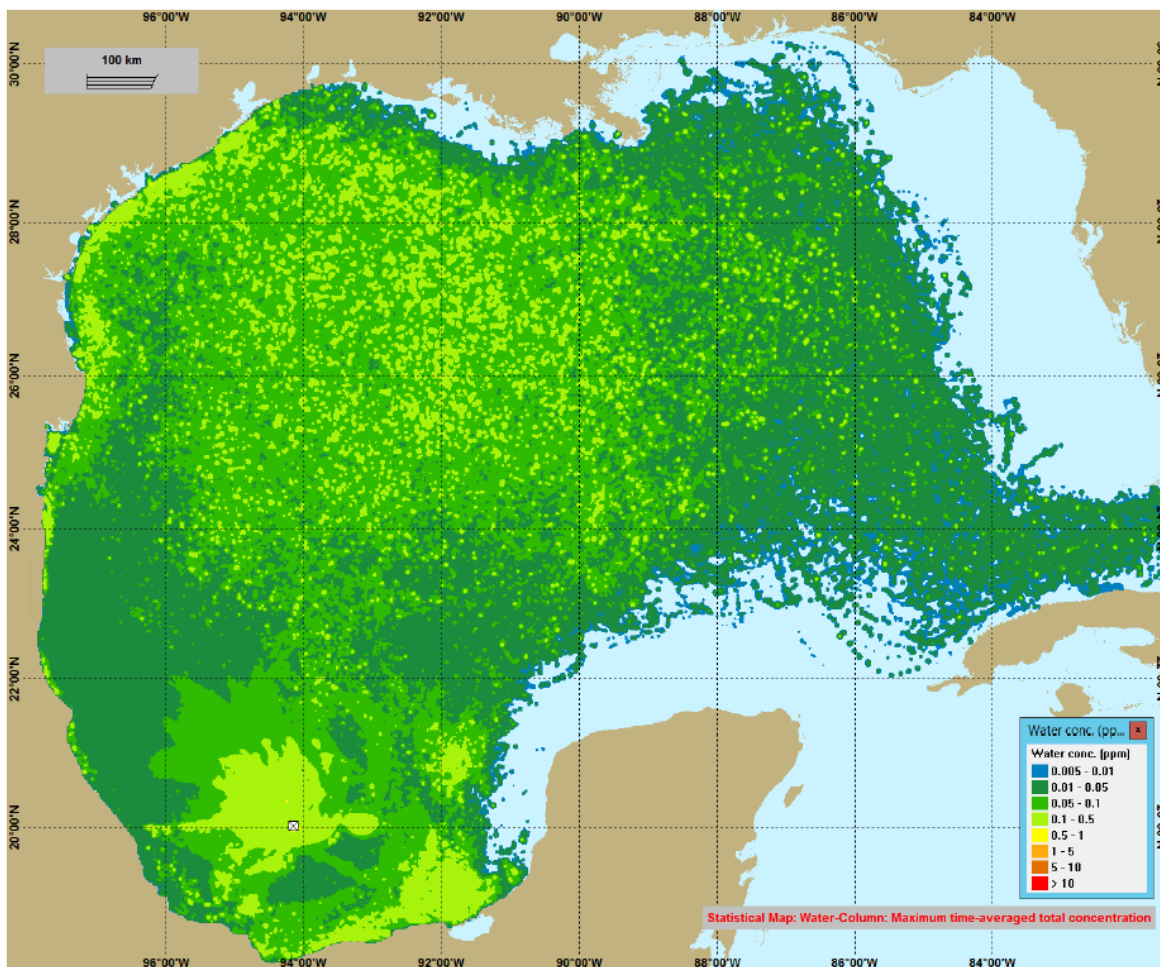


Figura IX-56. Mapa estadístico para el Bloque 26, que muestra el tiempo promedio máximo de concentración total de petróleo (disperso y disuelto) en la columna de agua para cualquier celda de rejilla en los 100 m superiores de la columna de agua durante el período de simulación basado en todas las simulaciones.

IX.4.5.2.3 Representación en Planos de los Resultados la Simulación de Consecuencia (Radios Potenciales de Afectación).

En el Anexo 4i.VI se muestran los diagramas de pétalos en donde se representan las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento (radiación térmica y derrame), en donde se pueden identificar los puntos de interés, así como otras áreas, equipos, ductos o instalaciones.

IX.4.5.3 Análisis de Riesgo.

IX.4.5.3.1 Reposicionamiento de Escenarios de Riesgo.

Durante el desarrollo de las sesiones de trabajo para identificación de riesgos, se realizó la ponderación cualitativa de las desviaciones (peligros) encontrados determinando la Magnitud de Riesgo (MR) de cada desviación. De esta determinación de la MR, se señalaron todos los eventos ponderados como riesgo indeseable en donde se involucran pérdida de contención en líneas y tanques.

Una vez obtenidos los resultados de las simulaciones de estos eventos, se determinó el reposicionamiento, por lo cual quedaron como lo indica la Tabla IX-64.

Tabla IX-64. Resultados del Análisis Cualitativo para los escenarios riesgosos.

Nodo	Clave del Escenario	Identificación del nodo o sistema	Descripción del escenario	Análisis Cualitativo			Análisis Cuantitativo		
				F	C	MR	F	C	MR
1	E.01	1.1.2, 1.1.5, 1.2.1, 1.3.1, 1.3.2, 1.5.7, 1.6.2, 1.6.3, 1.7.1, 1.7.2, 1.7.3, 1.8.1, 1.9.1, 1.9.2, 1.9.3, 1.10.1, 1.13.1, 1.13.2, 1.13.3, 1.14.1, 1.15.1, 1.16.1, 3.3.1, 3.3.2, 3.4.2, 3.6.1, 3.6.2, 3.6.3, 7.2.1.	Fuga de Gas y crudo ligero debido a una manifestación y descontrol del pozo en tubería de 19 1/2", con posible incendio y/o explosión con daño al personal, instalación y medio ambiente.	C	5	Muy Alto	A	4	Bajo
1	E.02	1.1.2, 1.1.5, 1.2.1, 1.3.1, 1.3.2, 1.5.7, 1.6.2, 1.6.3, 1.7.1, 1.7.2, 1.7.3, 1.8.1, 1.9.1, 1.9.2, 1.9.3, 1.10.1, 1.13.1, 1.13.2, 1.13.3, 1.14.1, 1.15.1, 1.16.1, 3.3.1, 3.3.2, 3.4.2, 3.6.1, 3.6.2, 3.6.3, 7.2.1.	Fuga de Gas y derrame de crudo ligero debido a una manifestación y descontrol del pozo en tubería de 19 1/2", con posible incendio y/o	C	5	Muy Alto	A	4	Bajo

Nodo	Clave del Escenario	Identificación del nodo o sistema	Descripción del escenario	Análisis Cualitativo			Análisis Cuantitativo		
				F	C	MR	F	C	MR
			explosión con daño al personal, instalación y medio ambiente.						

El reposicionamiento de la frecuencia se realizó en base al valor del evento iniciador del que parten los Árboles de Eventos, estaban dentro del margen de 5.05×10^{-09} a 1.06×10^{-14} , por lo tanto, podemos decir que son extremadamente raros, aun cuando algunos de los valores de consecuencias para cada grupo fueron reposicionados con una mayor afectación, la reducción de la frecuencia nos lleva a considerar el escenario como Riesgo Aceptable.

IX.4.5.3.2 Análisis de Vulnerabilidad.

Para cada uno de los escenarios de riesgo simulados se realiza un análisis y evaluación de posibles interacciones de Riesgo, en caso de la materialización de los mismos, con otras áreas de interés o posiblemente afectadas, equipos, ductos o instalaciones, que se encuentren dentro de las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento para el análisis de Riesgo, previamente determinadas, considerando la probabilidad de ocurrencia de un Efecto dominó. Considerando la descripción detallada de las posibles afectaciones respecto a los receptores de riesgo de interés (personas, población, medio ambiente, instalación/producción, entre otros).

Receptores de Riesgo.

A continuación, se describe los efectos que se tendrán sobre los equipos que conforman el Proyecto y/o Instalación, así como al ambiente, por lo que se identifican y describen a detalle las instalaciones, componentes ambientales (agua, suelo, flora, fauna, entre otros), que se encuentran inmersos en las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento para el Análisis de Riesgo determinadas, para más detalle ver diagramas localizados en el Anexo 4iVI.

Lo anterior, se integra mediante una tabla, en la que se indican todos los datos anteriores a detalle para cada uno de los escenarios simulados, así como los Sistemas de Seguridad y medidas para reducir la probabilidad de ocurrencia y/o consecuencia.

Tabla IX-65. Descripción de los Posibles Receptores del Riesgo

Clave y Descripción del escenario de Riesgo.	Receptores de Riesgo.	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Salvaguardas existentes
E.01 Fuga de Gas y crudo ligero debido a una manifestación y descontrol del pozo en tubería de 19 1/2", con posible incendio y/o explosión con daño al personal, instalación y medio ambiente.	Personal Ambiente	Radiación	Alto Riesgo (Daño a equipos)	Personal: Lesiones o daños físicos que puedan generar incapacidad permanente o una fatalidad. Ambiente: Se presentan fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación.	1. Monitoreo de los parámetros del pozo (peso de la cadena, peso de la broca, presión de bombeo, volumen de la presa, lectura del indicador de retorno de lodo, torque), a través del panel de control MD / TOTCO RIGSENSE) 2. Sistemas de protección (alarmas audibles, visibles y equipos de respiración autónomos de cascada). 3. Preventores y control en superficie. 4. Sistema de agua contra incendios 5. Sistemas de protección (alarmas audibles, visibles y equipos de respiración autónoma). 6. Sensor de límite torque en el panel del perforador. 7. Sensor de Gas Combustible. 8. Sensor de gas Sulhídrico. 9. Sistema de paro de emergencia.
			Alto Riesgo		
			Amortiguamiento		
		Sobrepresión	Amortiguamiento		
E.02 Fuga de Gas y derrame de crudo ligero debido a una manifestación y descontrol del pozo en tubería de 19 1/2", con posible incendio y/o explosión con daño al personal, instalación y medio ambiente.	Personal Ambiente	Radiación	Alto Riesgo (Daño a equipos)	Personal: Lesiones o daños físicos que puedan generar incapacidad permanente o una fatalidad. Ambiente: Se presentan fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación.	1. Monitoreo de los parámetros del pozo (peso de la cadena, peso de la broca, presión de bombeo, volumen de la presa, lectura del indicador de retorno de lodo, torque), a través del panel de control MD / TOTCO RIGSENSE) 2. Sistemas de protección (alarmas audibles, visibles y equipos de respiración autónomos de cascada). 3. Preventores y control en superficie. 4. Sistema de agua contra incendios 5. Sistemas de protección (alarmas audibles, visibles y equipos de respiración autónoma). 6. Sensor de límite torque en el panel del
			Alto Riesgo		
			Amortiguamiento		

Clave y Descripción del escenario de Riesgo.	Receptores de Riesgo.	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Salvaguardas existentes
		Sobrepresión	Amortiguamiento		perforador. 7. Sensor de Gas Combustible. 8. Sensor de gas Sulfhídrico. 9. Sistema de paro de emergencia.
E.03. Derrame de crudo en lecho marino durante la perforación, debido a una pérdida de control del pozo/integridad de pozo con daño al medio	Ambiente	Derrame de crudo	--	Ambiente: Se presenta derrame con efectos fuera de los límites de la instalación.	1.Ingeniería y diseño de pozos adecuados y revisión de diseño externo. 2.Personal competente con experiencia en aguas profundas. 3.Análisis de Superficie Geologica. Hidrostática ajustable por MPD (sistema de perforación controlado por presión). 4.Modelación de fugas de aceite Plan de pozo de relevo. 5.Control de equipo en caso de fuga de aceite. 6.Las operaciones serán dos barreras probadas en todo momento de acuerdo con la Política de Petronas y los estándares de la industria. 7.Control de calidad y garantía de calidad en equipos y herramientas utilizados para barreras. 8.Personal operativo capacitado y competente con certificados de control de pozos 9.Política de operaciones si se pierde una barrera detener hasta que se recupere la segunda barrera. 10.Programa de inspección y aceptación para equipos de control de pozos (WCE) como BOP. 11.Procedimientos de control de pozos específicos del pozo junto con el contratista de la plataforma. 12. 500 m como zona de exclusión. 13.DP2 o más. 14.Coordinación con autoridades marítimas, para obtener noticias de los otros barcos. 15.Embarcación equipada con un sistema de posicionamiento redundante y bien calibrado.



ESTUDIO		
"MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL MODALIDAD REGIONAL EXPLORACIÓN DEL ÁREA CONTRACTUAL 26"		
PREPARADO: TEMA	FECHA: JUN/21	REV. No. : 0

DOCUMENTO No.:
TEM-MA-ME-B26

Clave y Descripción del escenario de Riesgo.	Receptores de Riesgo.	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Salvaguardas existentes
					16.Sistema de Gas y Fuego. 17.Sistema de Trabajo seguro (PTWA y JSA). 18.Supervision HSE. 19.Sistema de supresión de gas y fuego.



ESTUDIO		
"MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL MODALIDAD REGIONAL EXPLORACIÓN DEL ÁREA CONTRACTUAL 26"		
PREPARADO: TEMA	FECHA: JUN/21	REV. No. : 0

DOCUMENTO No.:
TEM-MA-ME-B26

Interacciones de Riesgo

Asimismo se señalan las medidas preventivas que considerarán para la reducción de la probabilidad de ocurrencia de los Escenarios de Riesgo con base en las interacciones indicadas, justificando la compatibilidad del Proyecto y/o Instalación con la infraestructura existente, en su caso, los programas de mantenimiento e inspección, así como los programas de contingencias que se aplicarán durante la operación de la instalación, a efecto de evitar del deterioro del medio ambiente, además de aquellas orientadas a la restauración de la zona afectada en caso de Accidente. Lo anterior, se integran mediante una tabla, en la que se indiquen todas las medidas existentes o a implementar, como se indica la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

Tabla IX-66. Interacciones de Riesgos y descripción de los posibles receptores de Riesgo

Clave escenario de Riesgo.	Equipo / Sitio de la planta.	Sustancia peligrosa involucrada en el escenario de riesgo.	Tipo de Zona	Tipo de evento	Radio de afectación (m)	Sitios o equipos aledaños que pueden ser afectados.	Descripción de las salvaguardas existentes
E.01	Plataforma Tlaltenango 1EXP	Crudo ligero	Alto riesgo (daño a equipos)	Radiación	110.465	Afectación a la embarcación de perforación en su totalidad	1. Monitoreo de los parámetros del pozo (peso de la cadena, peso de la broca, presión de bombeo, volumen de la presa, lectura del indicador de retorno de lodo, torque), a través del panel de control MD / TOTCO RIGSENSE) 2. Sistemas de protección (alarmas audibles, visibles y equipos de respiración autónomos de cascada). 3. Preventores y control en superficie. 4. Sistema de agua contra incendios 5. Sistemas de protección (alarmas audibles, visibles y equipos de respiración autónoma). 6. Sensor de límite torque en el panel del perforador. 7. Sensor de Gas Combustible. 8. Sensor de gas Sulfhídrico. 9. Sistema de paro de emergencia.
			Alto riesgo	Radiación	517.109		
			Amortiguamiento	Radiación	816.885		
			Amortiguamiento	Sobrepresión	61.037	Afectación a la embarcación de perforación	

Clave escenario de Riesgo.	Equipo / Sitio de la planta.	Sustancia peligrosa involucrada en el escenario de riesgo.	Tipo de Zona	Tipo de evento	Radio de afectación (m)	Sitios o equipos aledaños que pueden ser afectados.	Descripción de las salvaguardas existentes
E.02	Plataforma Tlaltenango 1EXP	Crudo ligero	Alto Riesgo (daño a equipos)	Radiación	811.897	Afectación de la embarcación de perforación en su totalidad	1. Monitoreo de los parámetros del pozo (peso de la cadena, peso de la broca, presión de bombeo, volumen de la presa, lectura del indicador de retorno de lodo, torque), a través del panel de control MD / TOTCO RIGSENSE) 2. Sistemas de protección (alarmas audibles, visibles y equipos de respiración autónomos de cascada). 3. Preventores y control en superficie. 4. Sistema de agua contra incendios 5. Sistemas de protección (alarmas audibles, visibles y equipos de respiración autónoma). 6. Sensor de límite torque en el panel del perforador. 7. Sensor de Gas Combustible. 8. Sensor de gas Sulfhídrico. 9. Sistema de paro de emergencia.
			Alto Riesgo	Radiación	2157.19		
			Amortiguamiento	Radiación	3300.97		
			Amortiguamiento	Sobrepresión	84.825	Afectación de la embarcación de perforación	

Clave escenario de Riesgo.	Equipo / Sitio de la planta.	Sustancia peligrosa involucrada en el escenario de riesgo.	Tipo de Zona	Tipo de evento	Radio de afectación (m)	Sitios o equipos aledaños que pueden ser afectados.	Descripción de las salvaguardas existentes
E.03	Plataforma Tlaltenango 1EXP	Crudo ligero	--	Derrame de crudo en lecho marino	--	En el caso de este escenario el derrame de crudo ligero muestra el tiempo de exposición máximo con aceite de la superficie dentro de los 150 días.	1.Ingeniería y diseño de pozos adecuados y revisión de diseño externo. 2.Personal competente con experiencia en aguas profundas. 3.Análisis de Superficie geológica. - Hidrostática ajustable por MPD (sistema de perforación controlado por presión). 3.Modelación de fugas de aceite - Plan de pozo de relevo. 4.Control de equipo en caso de fuga de aceite. 5.Las operaciones serán dos barreras probadas en todo momento de acuerdo con la Política de Petronas y los estándares de la industria. 6.Control de calidad y garantía de calidad en equipos y herramientas utilizados para barreras. 7.Personal operativo capacitado y competente con certificados



ESTUDIO		
"MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL MODALIDAD REGIONAL EXPLORACIÓN DEL ÁREA CONTRACTUAL 26"		DOCUMENTO No.: TEM-MA-ME-B26
PREPARADO: TEMA	FECHA: JUN/21	
REV. No. : 0		

Clave escenario de Riesgo.	Equipo / Sitio de la planta.	Sustancia peligrosa involucrada en el escenario de riesgo.	Tipo de Zona	Tipo de evento	Radio de afectación (m)	Sitios o equipos aledaños que pueden ser afectados.	Descripción de las salvaguardas existentes
							de control de pozos 8. Política de operaciones si se pierde una barrera detener hasta que se recupere la segunda barrera. 9. Programa de inspección y aceptación para equipos de control de pozos (WCE) como BOP. 10. Procedimientos de control de pozos específicos del pozo junto con el contratista de la plataforma. 11. 500 m como zona de exclusión. 12. DP2 o más. 13. Coordinación con autoridades marítimas, para obtener noticias de los otros barcos. 14. Embarcación equipada con un sistema de posicionamiento redundante y bien calibrado. 15. Sistema de Gas y Fuego. 16. Sistema de Trabajo seguro (PTWA y JSA). 17. Supervisión HSE. 18. Sistema de supresión de gas y fuego.

Con base al Diagnóstico Ambiental realizado en el Capítulo IV de la MIA-R en la cual se identificaron las zonas de interés o de fragilidad ecológica que pudieran incidir con el Sistema Ambiental Regional y Área del Proyecto, y que pudieran verse afectadas por las actividades durante la perforación del Pozo Tlaltenango-1EXP.

Las capas ambientales utilizadas para hacer la sobre posición de los radios de los escenarios de riesgo son las siguientes:

1. Áreas Naturales Protegidas Federales.
2. Áreas Naturales Protegidas Estatales.
3. Áreas para la Importancia de la Conservación de las Aves.
4. Regiones Terrestres Protegidas.
5. Regiones Hidrológicas Protegidas.
6. Regiones Marinas Prioritarias.
7. Sitios RAMSAR.

A continuación, se muestra los resultados de los escenarios de riesgo.

La Figura IX-57 muestra los resultados obtenidos para radios por radiación térmica del escenario E.01, el cual muestra que el radio para la zona de alto riesgo (daño a equipos) es de 110.465 KW/m², el radio para la zona de alto riesgo es de 517.109 KW/m² y para la zona de amortiguamiento de 816.885 KW/m².

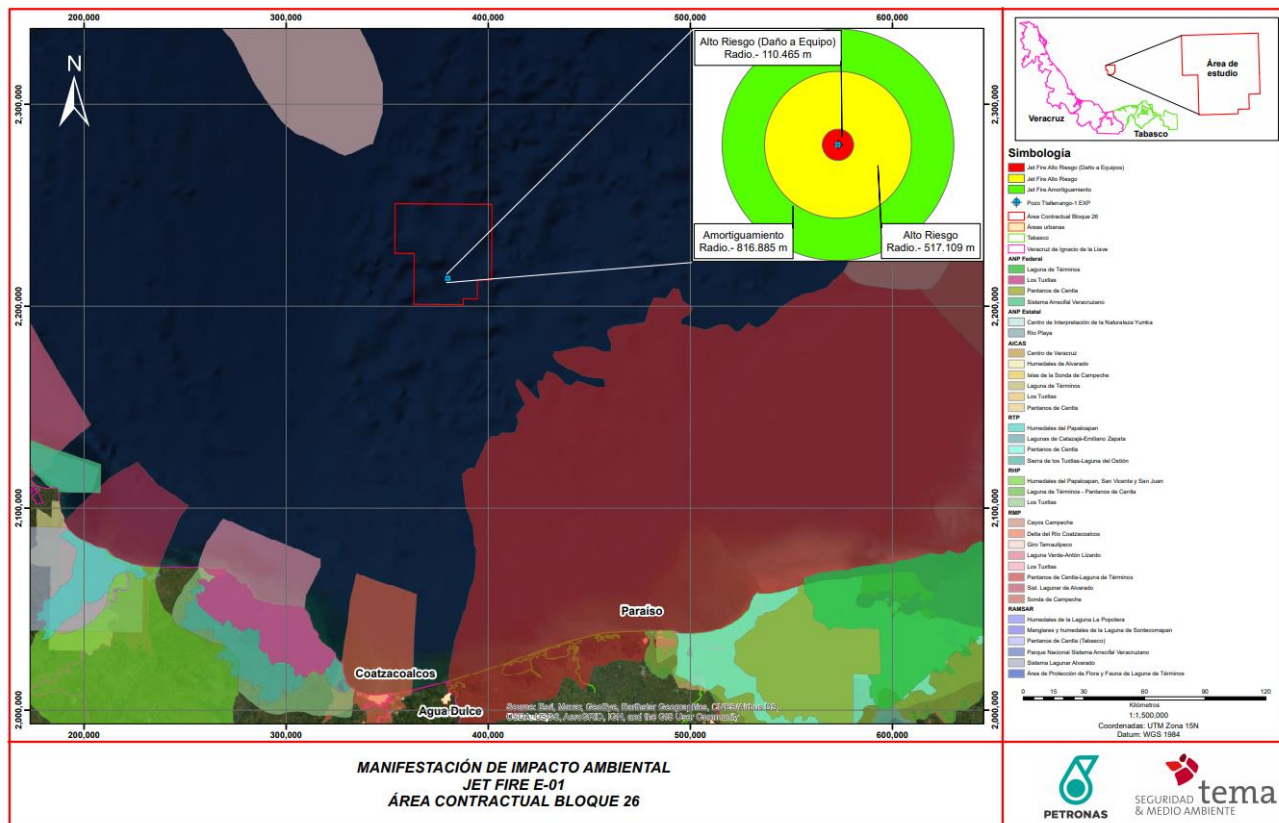


Figura IX-57. Radiación térmica E.01

La Figura IX-58 muestra los resultados obtenidos para radios por sobrepresión del escenario E.01, el cual muestra que el radio para la zona de amortiguamiento de 61.037 (0.5) psi.

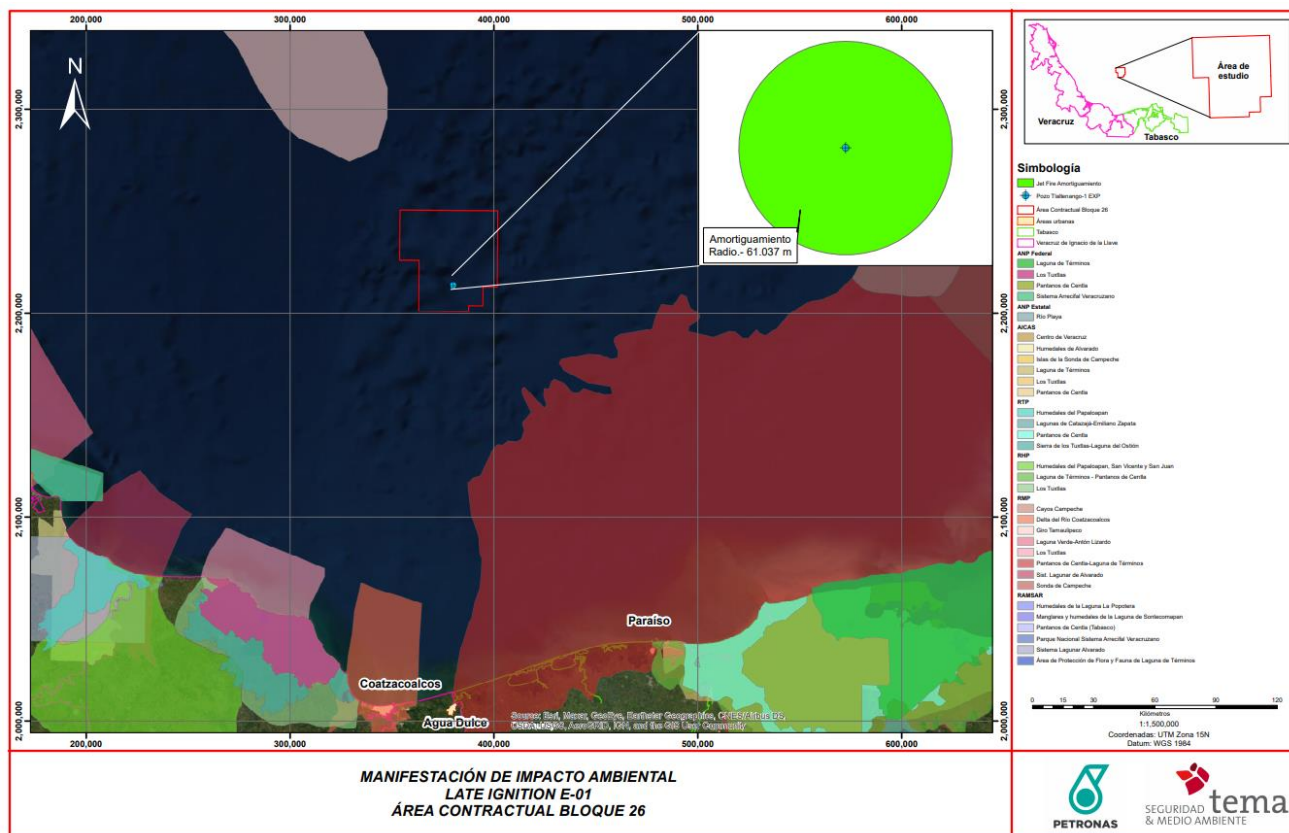


Figura IX-58. Sobrepresión E.01

La Figura IX-59 muestra los resultados obtenidos para radios por radiación térmica del escenario E.02, el cual muestra que el radio para la zona de alto riesgo daños a equipos es de 811.897 KW/m²; la de alto riesgo es de 2,157.19 KW/m² y para la zona de amortiguamiento de 3,300.97 KW/m².

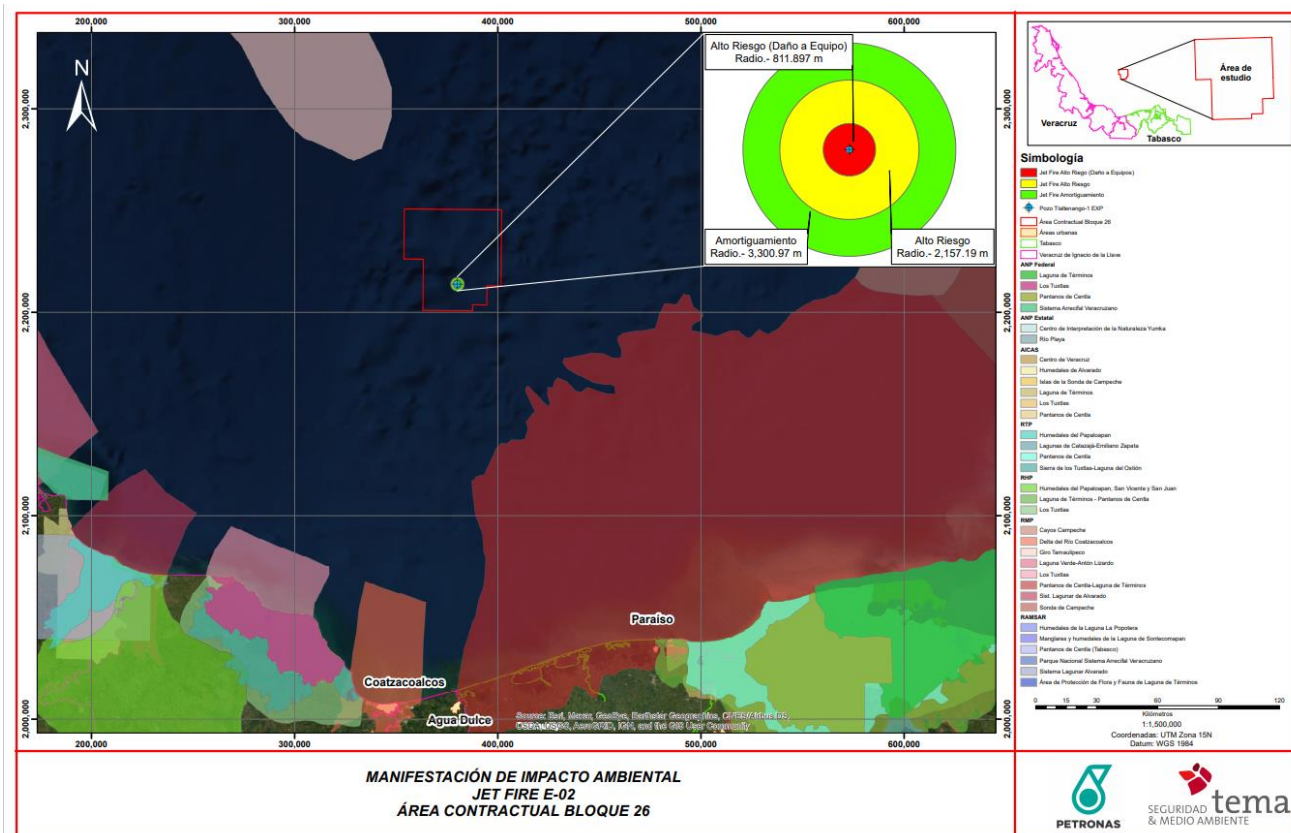


Figura IX-59. Radiación térmica E.02

La Figura IX-60 muestra los resultados obtenidos para radios por sobrepresión del escenario E.02, el cual muestra que el radio para la zona de amortiguamiento de 84.825 (0.5 psi).

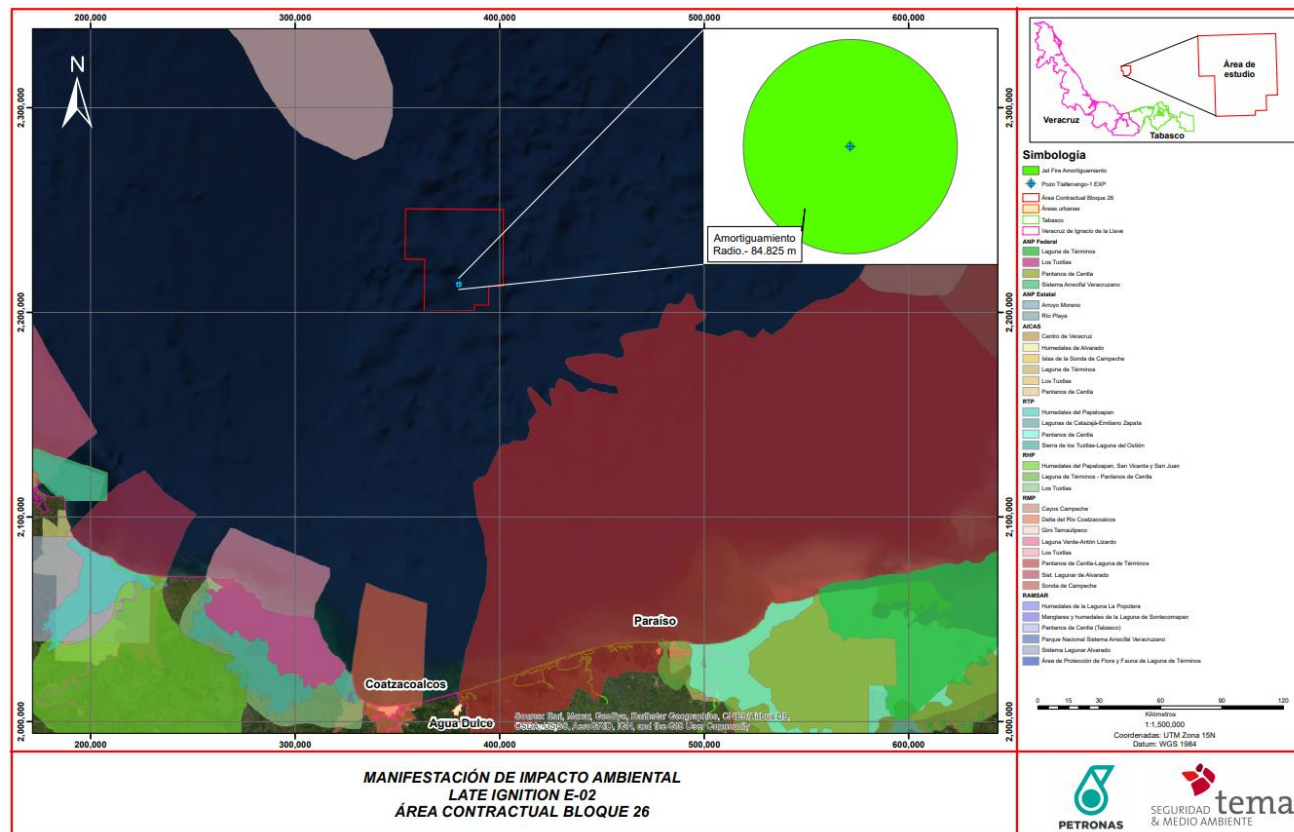


Figura IX-60. Sobreposición E.02

Con base a las figuras anteriores en las cuales se hizo la sobre posición de los radios de afectación de los escenarios de riesgo; no se presenta ninguna incidencia con áreas de interés ecológico o de relevancia ecológica.

Escenario 03 Simulación estocástica del escenario por derrame incontrolado de crudo ligero.

En los resultados del modelado estocástico se observan afectaciones a las costas del Golfo de México (Anexo 4i-IV), a continuación, se menciona la diversidad marina que podría ser afectada en caso de presentarse dicho escenario:

Vegetación Marina

De acuerdo con Lot, Zepeda y Mora (2015) el ambiente acuático y sub-acuático permiten el desarrollo de plantas vasculares las cuales se han adaptado a desarrollarse bajo el agua, dejando de fuera a individuos fotosintéticos acuáticos no vasculares como las algas; entre estas se encuentran *Chrysobalanus icaco*, *Calophyllum brasiliense* en el estrato de hasta 8 m en la región de Agua Dulce en los límites de Veracruz y Tabasco (Lot, Zepeda y Mora, 2015).

La vegetación acuática se presenta también en zonas cercanas a los litorales en zonas con alto índice de precipitación coincidiendo con abundancia de áreas de drenaje eficiente, como en la planicie costera del sur de Veracruz.

Existe otro tipo de hidrófitas las cuales son sumergidas, las cuales son llamadas verdaderas plantas acuáticas por el hecho de que se desarrollan sumergidas en agua. Entre las comunidades de ambientes dulceacuícolas sobresalen las dominadas por *Potamogeton foliosus*, *P. pusillus*, *P. illinoensis* y *Stuckenia (Cleogeton) pectinata* al ocupar lagos, lagunas, canales y presas, en ocasiones provocando problemas por su crecimiento masivo. En contraste son notables por su rareza y adaptaciones, las formas sumergidas de *Marathrum rubrum*, *Oserya longifolia* y *Podostemon ricciiforme* (endémicas de México) sobre rocas en cascadas y rápidos de ríos de Veracruz.

La vegetación marina litoral del Golfo de México está representada por las algas marinas bénticas, siendo mayor en la proporción sureña de Veracruz donde se hacen evidentes los accidentes litorales como islas, arrecifes, estuarios, lagunas, esteros y algunos promontorios rocosos donde se encuentra vegetación más variada y abundante. Algunas especies en facies rocosas y expuestas son *Ulva fasciata*, *Enteromorpha* o de *Cladophora* formando tapices, mantos y prados entre muelles, orillas de las playas y desembocaduras de ríos. En sitios rocosos con fuerte oleaje y salinidad constante se encuentran principalmente *Chaetomorpha media*, *Sargassum vulgare*, *Gelidium floridanum* y *Amphiroa fragilissima* (Ramírez, 1899).

Se tienen registros de nuevas especies de algas verdes encontradas en el Golfo de México en la parte de Veracruz, desde 2006 hasta 2016 se realizó una revisión bibliográfica y de herbario de las algas verdes registradas en Veracruz hasta ese entonces, comparando con los muestreos

realizados por García, Mateo y Mendoza (2017) se determinó la existencia de 93 especies nuevas encontradas durante el periodo que duró el muestreo, de las cuales están incluidas *Phaeophila dendroides*, *U. clathrata*, *U. compressa*, *U. flexuosa* subsp. *Paradoxa*, *U. intestinalis*, *U. rigida*, *Cladophoropsis membranacea*, *Phyllodictyon anastomosans*, *Chaetomorpha aérea*, *Ch. antennina*, *Ch. brachygona*, *Ch. mínima*, *Cl. Seríceea*, *Cl. Vagabunda*, *Rhizoclonium riparium*, *Penicillus capitatus*, *Stigeoclonium tenue*.

En el Golfo de México existe lo que se le denominan bosques sumergidos, formados en su mayoría por algas pardas del orden de las laminariales, como especie predominante es *Macrocystis pyrifera* (kelp o sargazo gigante), estos pueden crecer hasta 15 cm diarios en condiciones óptimas de luz, temperatura y nutrientes; individualmente pueden alcanzar alturas de más de 25 metros. Esto da como resultado que, en un par de meses, durante la primavera, la columna de agua se cubra completamente de algas y le dé la tridimensionalidad que caracteriza a estos bosques submarinos, también llamados bosques de kelp.

Existen también los bosques de macroalgas, los cuales son ecosistemas costeros que en su mayoría se conforman por algas pardas (Phylum Heterokontophyta) y en menor proporción o como parte del sotobosque se encuentran algas rojas (Phylum Rhodophyta) y verdes (División Chlorophyta), también puede existir presencia de grandes mandos con algas pardas, sargazo gigante (u otros tipos) y kelp (*Macrocystis pyrifera*). Estos mantos llegan a tener extensiones territoriales de hectáreas o aproximadamente 30 m, se pueden presentar desde profundidades bajas y hasta los 200 m. Estos ecosistemas se desarrollan en climas subtropicales y templados.

A las algas que forman estos bosques se les denomina como laminares encontrando a algunas especies como *Macrocystis pyrifera* y *Sargassum* sp., como algas accesorias o algas del sotobosque se puede encontrar a *Eisenia arborea*, *Pterygophora californica*, *Laminaria farlowii* y *Egregia menziessi*, *Corallina* sp., *Halymenia* sp., *Lithothamnion* sp., *Mesophyllum* sp., y *Lithophyllum* sp. entre otras.

Este tipo de ecosistemas son de gran importancia debido a que son sumamente productivos en actividad primaria (fijan carbono y producen materia orgánica y energía, estabilizando el sustrato marino y mejorando la calidad del agua), aún más comparados con arrecifes, humedales y selvas tropicales. Otro punto que cabe destacar es que son fuente de alimento, hábitat, refugio y cuidado de crías. Además de que son importantes barreras naturales que disminuyen la intensidad de golpe de las olas, protegiendo la línea costera. Se da la producción de kelp, el cual es alga de importancia económica que aporta anualmente un aproximado de 40, 000 toneladas en peso fresco (CONABIO, 2019).

Estos ecosistemas son amenazados por tormentas marinas, abundancia de organismos herbívoros (en consecuencia, del exceso de la cacería y pesca), el fenómeno del niño y actividades antropogénicas que modifiquen temperatura y balance de nutrientes.

Se estima que existen unas 651 especies de algas bénticas registradas en el Golfo de México, siendo dominantes las Rhodophyceae y Chlorophyceae (Quiroz, León y Rivas, 2017). La flora ficológica de Tabasco es escasa, ocupa el último lugar nacional en cuanto a diversidad de algas marinas. En el 2017, Quiroz, León y Rivas registraron nuevas algas verdes marinas para el área de Tabasco, de las cuales encontraron 17 especies de Ulvophyceae marinas y Chaetomorpha nodosa Kütz es reportada por primera vez para costas mexicanas. Dentro de este estudio los órdenes que presentaron mayor riqueza fueron Ulvales y Cladophorales con ocho y siete especies respectivamente. A su vez las familias con mayor número de especies fueron Cladophoraceae y Ulvaceae con siete cada una, mientras que el género más diverso fue Ulva L. con siete especies que representan más de la tercera parte de los nuevos registros.

Es importante mencionar que ninguna de las especies de pastos marinos identificados para el Golfo de México se encuentra bajo algún estatus de protección y se encuentran fuera del Área Contractual 26.

Fauna Marina

Mamíferos Marinos

En el Área Contractual 26 se registraron cinco eventos de avistamientos de mamíferos marinos. Cada evento constó de un grupo y de diferentes especies entre sí (tres especies diferentes), sumando en total 48 individuos:

- Tres grupos de delfines de dientes rugosos (*Steno bredanensis*); de doce (12), dieciocho (18) y ocho (08) individuos respectivamente.
- Un avistamiento de un par (02) de cachalotes (*Physeter macrocephalus*).
- Un grupo de ocho (08) delfines moteados tropicales (*Stenella attenuata*).

Aves marinas

Las aves marinas tienen una amplia distribución en los ambientes marinos, algunas especies son pelágicas y pasan gran parte de su vida en mar abierto e islas oceánicas, a otras se les conoce como aves marinas costeras y permanecen casi la totalidad de su vida en el límite de la plataforma continental, llegando a incursionar mar adentro sólo para obtener su alimento.

Se identificaron cinco especies de aves, siendo el piquero café (*Sula leucogaster*) el ave observada con mayor frecuencia.

- Se registraron 9 individuos de Bobo café (*Sula leucogaster*).
- Se identifico un avistamiento de 3 individuos de Bobo enmascarado (*Sula dactylatra*).
- 1 individuo de Gaviota reidora (*Larus atricilla*).
- Un avistamiento de Fragata magnífica (*Fregata magnificens*).
- 1 individuo de Charrán real (*Thalasseus maximus*).

Tortugas Marinas

No se registraron avistamientos de tortugas marinas en el Área Contractual 26. La carencia de avistamientos es habitual, pues las tortugas suelen ser avistadas cerca de la costa o bien en zonas donde el sustrato les provea alimento, lo que no ocurre en las zonas muestreadas del AC dada la profundidad donde se opera y distancia a la costa. La falta de registros concuerda con la literatura (Márquez, 1996). La falta de avistamientos no asegura la ausencia de tortugas marinas, aunque no es común encontrarlas por el bajo tamaño y su comportamiento evasivo, es importante mencionar que, de las 11 especies de tortugas marinas en todo el mundo, cinco de ellas habitan en el Golfo de México, todas ellas están bajo la categoría de Peligro de Extinción de la NOM-059-SEMARNAT-2010.

Respecto a las capas analizadas para los escenarios E.01 y E.02 los radios identificados no tienen incidencia con éstos tal como se muestra a continuación:

Tabla IX-67 Áreas de interés colindantes al Proyecto

Componente	Nombre	Distancia respecto al límite del Área Contractual
Área Natural Protegida Federal	Reserva de la Biosfera Los Tuxtlas	160 km al sur
	Sistema Arrecifal Veracruzano	290 km al noroeste
Área Natural Protegida Estatal	Río Playa	200 Km al sureste
Regiones Terrestres Prioritarias	Sierra de los Tuxtlas-Laguna del Ostión	158 Km al suroeste
	Pantanos de Centla	200 Km al sureste

Componente	Nombre	Distancia respecto al límite del Área Contractual
Regiones Marinas Prioritarias	Laguna Verde-Antón Lizardo	170 Km suroeste
	Sist. Lagunar de Alvarado	147 Km al suroeste
	Los Tuxtlas	131 Km al suroeste
	Delta del Río Coatzacoalcos	138 Km al sur
	Pantanos de Centla-Laguna de Términos	46 Km al sureste
	Cayos Campeche	170 Km al este
	Giro Tamaulipeco	34 Km al noroeste
Regiones Hidrológicas Prioritarias	Laguna de Términos-Pantanos de Centla	200 Km al sureste
	Los Tuxtlas	159 Km al suroeste
Sitios RAMSAR	Parque Nacional Sistema Arrecifal Veracruzano	178 Km al suroeste
	Sistema Lagunar Alvarado	186 km al suroeste
	Manglares y humedales de la Laguna de Sontecomapan	240 Km al sureste

De presentarse del escenario por derrame incontrolado de crudo ligero se verá afectado todas las áreas señaladas en la tabla anterior para lo cual se contará con todas las medidas de seguridad y prevención para evitar que este evento suceda.

En caso de un evento de pérdida de control de pozo en el punto de origen (wellbore) las actividades para el control de la fuente submarina pueden incluir:

- SIMOPS de superficie y submarinos.
- Inspección y evaluación de ROV.
- Función secundaria / Solución de problemas de BOP "fallida".

- Eliminación de escombros submarinos (acceso al pozo).
- Instalación / operación de la cúpula de contención.
- Aplicación de Dispersante Submarino.
- Perforación de pozos de alivio / Intercepción / Matar el pozo.
- Flujo de retorno controlado a la superficie para captura / disposición.

Los recursos separados y distintos deben estar disponibles para cada parte del plan de contención del pozo o programarse para acomodar cada parte de la respuesta. Las estrategias de control de fuente deben apoyar las estrategias de respuesta generales. Las estrategias de control de la fuente específicas deben abordar lo siguiente:

- Designar personal de respuesta de control de la fuente.
- Desarrollar la organización de respuesta de control de la fuente ICS.
- Movilizar recursos al sitio del incidente y comenzar las operaciones descontrol de la fuente.
- Detener el flujo del pozo en el fondo marino de la manera más rápida y segura posible.
- Asegurar permanentemente el pozo asegurando así la fuente.

En caso de presentarse un derrame incontrolado de crudo con la finalidad de mitigar los efectos causados al presentarse una contingencia que pudiera provocar un descontrol en una instalación que diera como resultado un derrame, se aplicará los planes y programas preventivos, de seguridad, de emergencia y de remediación desarrollados con respecto al entorno y apegados a la legislación ambiental vigente, que a continuación se enlistan:

- Convenio para la Protección y el Desarrollo del Medio Marino en la Región del Gran Caribe.
- Protocolo de Cooperación para Combatir los Derrames de Hidrocarburos en la Región del Gran Caribe.
- Convenio sobre la Prevención de la Contaminación del Mar por Vertimiento de Desechos y otras Materias y Plan Nacional de Contingencia para Derrames de Hidrocarburos y Sustancias Nocivas Potencialmente peligrosas en las Zonas Marinas Mexicanas.
- Plan de Respuestas a Emergencias de la empresa PETRONAS; revisión B, 28/01/2019.



ESTUDIO			
"MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL MODALIDAD REGIONAL EXPLORACIÓN DEL ÁREA CONTRACTUAL 26"			DOCUMENTO No.:
PREPARADO: TEMA	FECHA: JUN/21	REV. No. : 0	TEM-MA-ME-B26

- En caso de presentarse un derrame de hidrocarburos se tomará de referencia la Guía de buenas prácticas ambientales para el uso, la selección y aplicación de dispersantes, en el control de derrames de hidrocarburos en el medio marino, editado por la SEMARNAT, 2013.

IX.4.5.4 Determinación de Medidas de Reducción de Riesgo Adicionales para Escenarios de Riesgo No Tolerables y/o ALARP (As Low As Reasonably Practicable, Tan Bajo como Sea Razonablemente Factible).

IX.4.5.4.1 Nivel integral de Seguridad (SIL, por sus Siglas en inglés) del Proyecto y/o Instalación.

Tomando como referencia que la perforación exploratoria del pozo Tlaltenango 1EXP se realizará a través de un buque de perforación y que en dicha actividad participa activamente personal operativo, no se justifica la realización de un estudio de Determinación del SIL Objetivo y por ende la aplicación de un estudio LOPA.

IX.4.6 Sistemas de Seguridad y Medidas para Administrar los Escenarios de Riesgo.

IX.4.6.1 Sistema de extinción de incendios del proyecto

La clasificación de áreas peligrosas a bordo del PACIFIC KHAMSIN se basa en IEC 61892-7,1997. A cada área se le ha asignado una clasificación de zona de peligro en función del potencial de liberación de gas dentro del área.

Las áreas peligrosas se dividen en zonas de la siguiente manera:

- Zona 0: en la que una mezcla explosiva de gas y aire está continuamente presente o presente durante largos períodos.
- Zona 1: en la que es probable que se produzca una mezcla explosiva de gas y aire en el funcionamiento normal.
- Zona 2: en la que no es probable que se produzca una mezcla explosiva de gas y aire, y si ocurre, solo existirá por un corto tiempo.

Las áreas seguras son áreas que no son peligrosas de acuerdo con las definiciones anteriores.

Zonas peligrosas

Zona 0

Las áreas peligrosas que normalmente se aplican en las unidades de perforación incluyen lo siguiente:

Los espacios internos de tanques cerrados y tuberías para contener lodo de perforación activo no desgasificado, aceite que tiene un punto de inflamación de copa cerrada por debajo de 60 ° C o gas y vapor inflamable, así como petróleo y gas producido en el que un petróleo / gas / La mezcla de aire está continuamente presente o presente durante largos períodos.

Nota: - Las áreas peligrosas según lo especificado pueden extenderse dependiendo de la disposición real en cada caso.

Zona 1

- 1 Espacios cerrados que contienen cualquier parte del sistema de circulación de lodo que tiene una abertura en los espacios y está entre el pozo y la descarga de desgasificación final.
- 2 Espacios cerrados o ubicaciones semicerradas que están debajo del piso de perforación y que contienen una posible fuente de liberación, como la parte superior de un niple de perforación.
- 3 Lugares al aire libre debajo del piso de perforación y dentro de un radio de 1.5 m desde una posible fuente de liberación, como la parte superior de un niple de perforación.
- 4 Espacios cerrados que están en el piso de perforación que no están separados por un piso sólido de los espacios en el punto 2 anterior.
- 5 En lugares al aire libre o semicerrados, excepto según lo dispuesto para el punto 2 anterior, el área dentro de 1.5 m desde los límites de cualquier abertura al equipo que es parte del sistema de lodo como se especifica en 1 arriba, cualquier salida de ventilación de la zona 1 espacios o cualquier acceso a espacios de la zona 1.
- 6 Pozos, conductos o estructuras similares en lugares que de otro modo serían zona 2 pero que están dispuestos de manera tal que no se produzca la dispersión de gas.

Zona 2

- 1 Espacios cerrados que contienen secciones abiertas del sistema de circulación de lodo desde la descarga de desgasificación final hasta la conexión de succión de la bomba de lodo en el pozo de lodo.
- 2 Lugares al aire libre dentro de los límites de la torre de perforación hasta una altura de 3 m sobre el piso de perforación.
- 3 Ubicaciones semicerradas debajo y contiguas al piso de perforación y a los límites de la torre de perforación o en la extensión de cualquier recinto que pueda atrapar gases.
- 4 En lugares al aire libre debajo del piso de perforación, dentro de un radio de 1.5 m están más allá del área de la zona 1 como se especifica en la Zona 1 de áreas peligrosas (3).

- 5 Las áreas 1.5m más allá de las zonas de la zona 1 especificadas en la Zona 1 de áreas peligrosas (5) y más allá de las ubicaciones semicerradas especificadas en la Zona 1 de zonas peligrosas (2).
- 6 Áreas exteriores dentro de 1.5 m de los límites de cualquier salida de ventilación o acceso a un espacio de la zona 2.
- 7 Torres de perforación semicerradas hasta la extensión de su recinto sobre el piso de perforación o hasta una altura de 3 m sobre el piso de perforación, lo que sea mayor.
- 8 Bloqueos de aire entre una zona 1 y un área no peligrosa.

Alarmas.

PACIFIC KHAM SIN está equipado con un robusto sistema de detección de incendios y gases. La activación manual, la activación de ciertos sensores individuales o una combinación de estos dará como resultado la activación automática de alarmas específicas según el tipo de emergencia en la cadera. Estas alarmas también pueden ser activadas manualmente por el Bridge Team.

El personal responderá de acuerdo con los procedimientos del Plan de Respuesta a Emergencias y de la infraestructura de la estación inmediatamente después de escuchar una alarma.

Estas alarmas son las siguientes:

- Incendio y emergencia: una alarma rápida de dos tonos cada 0,5 segundos a través del sistema de megafonía del barco, complementada por una larga explosión de al menos 10 segundos de duración en el silbato del barco.
- Prepárese para abandonar el barco: siete tonos cortos más uno largo sobre el sistema de megafonía del barco, complementados con el mismo en el silbato del barco y luces azules intermitentes en las columnas de luz.
- Hombre al agua: Tres toques prolongados de la alarma y el silbato del barco.
- H₂S: alarma de tono único cada 0,5 segundos en el sistema de megafonía del barco con luz ámbar intermitente en las columnas de luz.
- Gas hidrocarburo: alarma de tono único cada 1.0 segundo en el sistema de megafonía del barco con luces rojas intermitentes en la columna de luz.
- Todo despejado / Salida: tres breves toques del silbato del barco y un anuncio verbal.

Sistemas fijos de extinción de incendios

Los sistemas fijos a bordo incluyen agua nebulizada (XMist y HiFog), espuma fija, CO2, diluvio de agua salada, sistemas de Clase K y NOVEC 1320 (agente limpio). Los sistemas fijos son el principal medio de supresión. Sin embargo, su eficacia se basa en asegurar las puertas, la ventilación y, para los incendios de clase, la electricidad.

Encuentre información detallada sobre cada sistema en la Sección 7 del Manual de Operaciones Marítimas y el Folleto de Incendios SOLAS. Estos espacios están cubiertos por sistemas fijos:

- Sistemas de espuma fijos:
 - Pozos de lodo (solo debajo de los tanques)
 - Helipuerto
 - Casa Shaker
- Novec 1320
 - Salas de centralita
 - Puente
 - Copia de seguridad de DP
 - Casilleros de pintura nuevos y viejos
- XMist
 - Salas de máquinas
 - Salas depuradoras
 - Incinerador
- Agua nebulizada HiFog
 - Alojamiento
 - Salas de máquinas
 - Propulsores
 - Espacio de maquinaria delantero
- Sistema de clase K
 - Freidora (sistema independiente)

- Diluvio de agua salada
 - piso de perforación
 - Moonpool
 - Plataforma de prueba de pozo extendida
- CO2
 - Conducto de escape de cocina

Liberación de gas de hidrocarburos (HC) (alarma de LEL alto)

Los hidrocarburos como metano, butano y etano pueden escapar del pozo o de los sistemas de lodo si no se controlan.

Una mezcla de aire y gas hidrocarbonado es explosiva. PACIFIC KHAMSIN entrenará y responderá a las alarmas y cualquier indicación de liberación utilizando los procedimientos establecidos para minimizar los riesgos tanto para el barco como para la tripulación.

PACIFIC KHAMSIN tiene una sólida red de detectores LEL a través del barco. Estos sensores alarman en el Puente a dos niveles, alto de 60 ppm y alto-alto de 20 ppm. Una alarma alta, dependiendo de la zona de incendio, activará una alarma LEL en todo el barco, entre otras cosas, como puertas contra incendios si se encuentran en los cuartos. Un apagado de emergencia (ESD) se disparará a 60 ppm, apagando la ventilación y cerrando las compuertas.

La alarma LEL es una alarma desigual de dos tonos, cada 0,5 segundos en el sistema de megafonía con luces rojas en las columnas de alarma.

Hay luces rojas intermitentes adicionales en la heliplatforma y en la torre de perforación.

Todas las alarmas se tratarán como emergencias reales hasta que se verifique lo contrario. Solo envíe tripulación a investigar en parejas y con detectores de gas.

Hay sensores en la sala de bombas de lastre y ECR. Sin embargo, no hay sensores en la mayoría de los otros espacios del casco, incluidas las salas de máquinas, los tanques P, los propulsores y la maquinaria delantera. Las puertas deben mantenerse cerradas a estos espacios.

Respuesta inicial

El HC es más ligero que el aire y migrará a favor del viento y hacia las cubiertas superiores. PACIFIC KHAMSIN la mayoría de las veces tiene el viento hacia adelante. Los miembros de la tripulación deben dirigirse a los puntos de reunión interiores por este motivo durante cualquier alarma, por la ruta más baja posible.

Al disparar ESD 1 y 2, se asegurará la ventilación del alojamiento. Los cuartos están bajo presión positiva y el personal estará más seguro adentro.

El personal de la sala de máquinas debe permanecer en el ECR. El perforador debe enviar la mayor cantidad de personal hacia adelante mientras mantiene a las personas críticas necesarias para el control del pozo, dentro de la estación de trabajo del perforador.

Liberación de sulfuro de hidrógeno

El sulfuro de hidrógeno es un gas incoloro, inflamable y altamente tóxico que se encuentra en ciertas formaciones de hidrocarburos, tanques de lastre, alcantarillado y otras áreas. Una mezcla de aire y H₂S es explosiva. PACIFIC KHAM SIN entrenará y responderá a las alarmas y cualquier indicación de liberación utilizando los procedimientos establecidos para minimizar los riesgos tanto para el barco como para la tripulación.

PACIFIC KHAM SIN tiene una sólida red de detectores de H₂S a través del barco. Estos sensores emiten una alarma en el Puente a dos niveles, alto de 10 ppm y alto-alto de 15 ppm. Una alarma alta, dependiendo de la zona de incendio, activará una alarma de H₂S en todo el barco, entre otras cosas, como puertas contra incendios si se encuentran en los cuartos. Un apagado de emergencia (ESD) se disparará a 15 ppm, apagando la ventilación y cerrando las compuertas.

La alarma H₂S es una señal de ciclo de dos tonos y 1.0 segundos en el sistema de megafonía con luces ámbar en las columnas de alarma. Hay luces rojas intermitentes adicionales en la heliplatforma y en la torre de perforación.

Las falsas alarmas comunes son causadas por las aguas grises y los conductos de ventilación de lastre. Todas las alarmas se tratarán como emergencias reales hasta que se verifique lo contrario. Solo envíe tripulación a investigar en parejas y con detectores de gas.

Hay sensores en la sala de bombas de lastre y ECR. Sin embargo, no hay sensores en la mayoría de los otros espacios del casco, incluidas las salas de máquinas, los tanques P, los propulsores y la maquinaria delantera. Las puertas deben mantenerse cerradas a estos espacios.

Respuesta inicial

El H₂S es más pesado que el aire y migrará a favor del viento y hacia cubiertas más bajas. PACIFIC KHAM SIN la mayoría de las veces tiene el viento hacia adelante. Los miembros de la tripulación deben dirigirse a las áreas de reunión interiores por la ruta más alta posible.

Esto es preferible a la heliplatforma para evitar confusiones con las alarmas HC LEL, debido a la falta de iluminación de emergencia en la heliplatforma y la exposición a condiciones meteorológicas adversas.

Al disparar ESD 1 y 2, se asegurará la ventilación del alojamiento. Los cuartos están bajo presión positiva y el personal estará más seguro adentro. Considere la posibilidad de reunir los barcos de babor en el cine y los barcos de estribor en la cubierta del comedor.

El personal de la sala de máquinas debe permanecer en el ECR. El perforador debe enviar la mayor cantidad de personal hacia adelante mientras mantiene a las personas críticas necesarias para el control del pozo, dentro de la estación de trabajo del perforador.

Sistema ShutDown (ESD)

PACIFIC KHAM SIN está equipado con un complejo Sistema de Causa y Efecto. Un "efecto" puede ser la activación de una o más ESD.

Los oficiales de cubierta y de ingeniería deben estar familiarizados con cada ESD y sus limitaciones. La ESD normalmente, pero no siempre, se activará en una zona de incendio para un detector de calor, caja de llamada manual, detector de llama, dos o más detectores de humo. Esto generalmente apaga los ventiladores, cierra las compuertas y cierra las puertas contra incendios.

Las tomas de ventilación para las zonas de incendio adyacentes pueden estar cerca del incendio. La ESD para esos espacios debe activarse manualmente. Los planes previos al incidente deben enumerar qué ESD activar, que se debe discutir durante los simulacros. Encuentre detalles del sistema ESD en la Tabla de causa y efecto de ESD en la parte superior, la Tabla de causa y efecto del lado del casco y la Filosofía de ESD y fuego y gas.

Extintores Portátiles

Se proporciona equipo portátil de lucha contra incendios en varios lugares alrededor del buque de perforación para proporcionar una respuesta rápida a cualquier situación de incendio antes de que el fuego se desarrolle por completo. El equipo portátil de extinción de incendios (espuma, CO2 y polvo seco) del tipo correcto para los peligros identificados dentro de cada área está ampliamente distribuido en todo el buque de perforación. La ubicación de los extintores portátiles se detalla en los Planes de incendio y seguridad.

IX.4.6.2 Plan de respuesta a emergencias

Se prepara y mantiene un plan de respuesta de emergencia dedicado, conocido como el Manual de Contingencia, para cada unidad organizativa, es decir, oficina, sitio o unidad en alta mar gestionada por una Entidad de Perforación de PACIFIC KHAM SIN. Un proceso global establece estándares mínimos y el procedimiento de convocatoria.

Se mantiene un procedimiento dedicado para garantizar que los procedimientos de respuesta a emergencias se coordinen en toda la organización de perforación Pacific y que las interfaces con las partes externas relevantes estén reguladas.

El plan de respuesta a emergencias garantiza que se cumplan los siguientes requisitos mínimos:

- Se define una línea de comando clara para la organización de respuesta a emergencias y se especificarán criterios claros para la notificación y la notificación.
- Las instrucciones claras sobre la respuesta a emergencias creíbles para el MODU / sitio en cuestión están disponibles y se utilizan como base para la planificación de simulacros y ejercicios.
- El número apropiado de personal está debidamente calificado para
- manejar una emergencia, ayudar al personal incapacitado y operar el equipo de respuesta a emergencias requerido para facilitar el escape y la evacuación
- Se identifican, establecen y marcan áreas seguras de reunión y áreas de refugio temporal.
- Se cuenta con un sistema eficaz de reunión que facilita la identificación rápida del personal desaparecido en una emergencia.
- Instalaciones de comunicación apropiadas disponibles.
- Se dispone de sistemas apropiados de alarma y alarma de incendio, humo, explosión y gases tóxicos.
- Se proporcionan y marcan rutas de escape seguras
- Están instalados y disponibles los medios apropiados para controlar la emergencia, incluidos los sistemas de extinción de incendios.
- Se instalaron sistemas de alarma general apropiados.
- Se dispone de medios apropiados de evacuación y rescate incluyendo equipo personal de escape y rescate
- Se establece un documento puente para todos los contratos para regular las interfaces con la organización y el sistema de gestión del Cliente.

Los procedimientos para emergencias ambientales formarán parte integrante de los procedimientos de respuesta a emergencias.

Equipos de emergencia

Los detalles de los procedimientos y las responsabilidades se encuentran en el Manual técnico TMA_Manual de contingencia.

Los equipos de emergencia están encabezados por el Equipo de Manejo de Emergencias, cuyos miembros son:

- OIM (persona a cargo)
- Líder de sección de perforación
- Líder de sección técnica
- Líder de la Sección Marina (fuera de servicio)
- Operador senior de DP (de servicio)
- Operador DP (en servicio)
- Representante del operador
- Administrador del barco (de servicio)
- Supervisor submarino (de servicio)
- Planificador técnico

El Equipo de Manejo de Emergencias se reúne en el Centro de Control de Emergencias (ECC), que es la caseta del timón.

Ejercicios de respuesta a emergencias

La realización de simulacros es un elemento importante para la capacitación de la tripulación en el control y la mitigación de escenarios de emergencia, y los simulacros son esenciales para:

- Mantener las habilidades adquiridas en las escuelas de formación.
- Familiarización con equipos y sistemas.
- Crear equipos efectivos

El procedimiento para realizar simulacros y ejercicios se describe en los simulacros y ejercicios modelo SIRIUS. Este procedimiento se realiza para cumplir los requisitos mínimos en el Código MODU, SOLAS, MARPOL y el Código ISPS.

La OIM y el Líder de la Sección Marina preparan conjuntamente el Plan Anual de Perforación. El plan se actualizará de forma continua en un plazo de 12 meses. La secuencia real y la

composición de los elementos del Catálogo de ejercicios en el Modelo SIRIUS Crear plan de ejercicios / ejercicios se determina sobre una base que incluye lo siguiente:

- Experiencia / antigüedad del personal en varias emergencias.
- Equipos de respuesta
- Cumplimiento de los criterios legales.
- Cualquier equipo nuevo introducido

Todos los equipos y electrodomésticos que salvan vidas están cubiertos en los simulacros dentro de cualquier período de 2 meses.

Comunicación

PACIFIC KHAM SIN se comunicará con las autoridades pertinentes y cooperará con organizaciones e instituciones nacionales e internacionales en relación con los aspectos de seguridad. Todos los informes a las autoridades serán realizados por el centro de control de emergencias del operador o PACIFIC KHAM SIN

Organización de la Emergencia

La Organización de Emergencia de Perforación y PACIFIC KHAM SIN interactúa con la Organización de Emergencia del Operador y, a su vez, interactúa con los Requisitos Gubernamentales.

Se preparará un documento puente para cada operador específico o campo petrolero. El documento enumerará los procedimientos relevantes del operador y explicará la interfaz con los procedimientos internos de PACIFIC KHAM SIN

PACIFIC KHAM SIN es responsable de la operación segura del buque de perforación.

El Manual de Contingencia se ha preparado de acuerdo con las últimas directrices. Los procedimientos de emergencia en la sección 5 del Manual no pueden cubrir todas las situaciones de emergencia posibles.

Sin embargo, la intención es que sea una guía para aquellos involucrados en las diferentes situaciones de emergencia.

Organización de emergencia en alta mar

La organización de emergencia se basa en la organización operativa normal con énfasis en la flexibilidad para que los grupos / personal que no estén directamente involucrados en un incidente brinden asistencia según sea necesario.

Para tipos específicos de incidentes, se formarán los equipos de emergencia necesarios. Los equipos se identifican cuando corresponde en la Sección 5 del Manual de Contingencia.

Organización de emergencia en tierra

El administrador de la plataforma convoca al grupo de emergencia. Luego se establece la sede central de emergencia en la oficina de la costa.

El Grupo de Emergencia de la Base Costera consiste en:

- 1 Coordinador de emergencias
- 2 Coordinador de operaciones
- 3 Coordinador de seguridad
- 4 Guardián de registro
- 5 Coordinador de personal
- 6 Representante del gerente superior.

Un Equipo de Respuesta Relativa y un Equipo de Respuesta de Medios respaldarán al Comité.

Semanalmente, la rotación del Comité de Emergencia será publicado y enviado a todos los miembros del Comité, Clientes, Instalaciones Offshore y PACIFIC KHAM SIN

Perforación en Base tierra.

Se pueden encontrar más detalles de la organización de emergencia en tierra en el Manual del Comité de Respuesta a Emergencias de Perforación de PACIFIC KHAM SIN.

El procedimiento se inicia mediante la llamada de instalación

- 1 La instalación llama al coordinador de respuesta de emergencia y proporciona detalles de la emergencia.
- 2 El coordinador de respuesta de emergencia determina el nivel apropiado de convocatoria y los miembros del Comité a ser llamados
- 3 Se solicitará al Coordinador de Respuesta a Emergencias, la recepcionista o el guardia de Seguridad de la Base de PACIFIC KHAM SIN perforación en tierra que llame por teléfono a los miembros de guardia apropiados. El primer punto de contacto será móvil de guardia. La recepción de PACIFIC KHAM SIN perforación en base tierra, contará con una lista actualizada de números de contacto. Los miembros del comité llaman a la recepción PACIFIC KHAM SIN perforación en base tierra y reconocen que han sido alertados

- 4 En caso de que un miembro de respuesta de emergencia no responda a su teléfono móvil, la recepcionista de PACIFIC KHAM SIN perforación en base tierra o el guardia de seguridad probarán otros números de contacto, p. teléfono fijo
- 5 En caso de que un miembro de respuesta de emergencia no responda, la recepcionista de PACIFIC KHAM SIN perforación en base tierra o el guardia de seguridad se comunicarán con otros miembros del comité dentro del grupo.
- 6 El coordinador de emergencias informa a la alta gerencia del incidente.
- 7 Los miembros del comité proceden a la ERR o brindan apoyo según lo detallado por el Coordinador de emergencias
- 8 El primer miembro del comité que llegue a la ERR informará a la instalación que la ERR ahora está tripulada y llevará a cabo las acciones descritas en el Manual del Comité de Respuesta a Emergencias de Perforación de PACIFIC KHAM SIN
- 9 Los representantes de PACIFIC KHAM SIN perforación en los clientes ERR y guardacostas establecen comunicaciones con PACIFIC KHAM SIN perforación ERR
- 10 Listas POB / NOK distribuidas según sea necesario (preferiblemente por fax)
- 11 El comité se reúne en ERR y actúa para planificar y coordinar las actividades de la compañía.

En caso de un incidente continuo o de gran escala, se llamará al personal adicional de secretaría y personal.

Una vez que se llega a esta etapa, el Coordinador de emergencias o su designado informará al personal individual sobre la situación y sus deberes.

Servicio de Respuesta de Emergencia DNV Offshore (ERS Offshore)

Las emergencias en el mar son únicas porque la ayuda está lejos y se necesita una acción inmediata para evitar que una emergencia se convierta en una catástrofe. PACIFIC KHAM SIN preparará, capacitará y responderá a emergencias de manera sistemática y eficiente.

Los incendios a bordo tienen peligros únicos, requieren respuestas desafiantes y plantean graves consecuencias para el barco, su tripulación y la operación. PACIFIC KHAM SIN se capacitará y responderá utilizando los procedimientos establecidos para minimizar los riesgos tanto para el barco como para los socorristas.

Un producto de servicio DNV 24/7 que calculará la estabilidad de daños, el efecto del agua contra incendios en la estabilidad, el análisis de resistencia y el plan de salvamento, entre otras cosas.

Respuesta

Se organizan dos equipos de fuego bajo el líder en escena. Cada equipo consta de un líder, un asistente, un oficial de seguridad y dos equipos de manguera. Esto proporciona suficiente personal en cada equipo para operaciones de "dos entradas y dos salidas" en las que al menos dos bomberos completamente equipados pueden realizar un ataque o rescate interior mientras que al menos dos otros completamente equipados permanecen afuera en reserva. Se proporciona un oficial de seguridad para mantener la responsabilidad del personal.

El Equipo de Bomberos 1 consiste en un equipo fuera de la gira y utiliza el equipo de Emergencia de proa y se reúne en el armario contra incendios de popa. Fire Team 2 se utiliza para una variedad de escenarios, como respuesta a derrames, hombre al agua, etc.

Los investigadores están asignados para responder de inmediato a la escena. Siempre que puedan hacerlo de manera segura, son responsables de evaluar, establecer límites de humo, asegurar las compuertas y extinguir incendios pequeños.

El equipo médico se reúne en la enfermería y está compuesto por un paramédico, un oficial de triaje y camilleros.

Soporte técnico

Se reúnen dos equipos técnicos para proporcionar control técnico de daños. Un equipo se reúne en la Centralita de Emergencias. Los demás se reúnen en la Sala de Control de Máquinas. Ambos equipos están coordinados por el ingeniero jefe de brigadas.

Estos equipos son responsables de aislar equipos, administración de energía, achique y bombas contra incendios, y asegurar la ventilación, entre otras cosas.

Las tripulaciones no esenciales se reportan a las estaciones de reunión. Todas las manos están asignadas a un barco específico. Con un par de excepciones, los camarotes con números impares se asignan a los barcos con números impares y lo mismo ocurre con los cuartos con números pares.

La mayor parte del personal no esencial se asigna a los barcos 3 o 4, lo que le da al capitán la opción de abandono parcial mientras retiene suficientes salvavidas primarios para los equipos de fuego y comando que quedan atrás.

Cuatro botes para 60 personas están ubicados hacia adelante, dos por lado. Hay suficiente capacidad de balsa salvavidas para 300 personas, seis balsas de 25 personas por lado.

También se encuentran en popa dos botes adicionales para 80 personas y cuatro balsas para 25 personas. En el recorrido, los ingenieros, el piso de perforación y cualquier otra persona que

trabaje en la popa deben informar a estos barcos en lugar de caminar a través del fuego hacia los barcos de proa. Los barcos de popa también son estaciones alternativas para los barcos de proa en caso de que el listado u otras fallas de funcionamiento hagan que los barcos de proa no estén disponibles. Los barcos de proa de estribor utilizarán el barco 5, babor a popa. Los barcos de proa del puerto utilizan el Barco 6 como alternativa. Esto permitirá que toda la tripulación utilice uno de los barcos si es necesario.

Las estaciones de reunión interiores están asignadas para incidentes de H2S, gas y seguridad. Los barcos del lado de babor utilizarán el cine de la 2ª cubierta, mientras que los barcos de estribor utilizarán la cocina en U-Deck.

Soporte en tierra

El Plan de Manejo de Emergencias / Crisis de Pacific Drilling, HSE-WD_PLN-003, describe las funciones y responsabilidades del Equipo de Manejo de Emergencias y Crisis. Incluye listas de verificación y procedimientos para una variedad de funciones que pueden ayudar a PACIFIC KHAMSIN a responder. Estos incluyen adquisiciones de emergencia, asistencia familiar, apoyo técnico,

relaciones con los medios, soporte legal y continuidad comercial. El plan también contiene información de contacto valiosa.

El Equipo de Gestión del Buque (VMT) debe estar familiarizado con este plan. El Equipo de Gestión de Emergencias / Crisis se puede activar llamando al Gerente de la Plataforma o Persona Designada en Tierra (DPA).

Comunicaciones internas

UHF Duplex Channel 1 (457.575 MHz Tx y 457.565 MHz Rx) es el canal designado de PACIFIC KHAMSIN para todas las emergencias. Las comunicaciones entre las brigadas, el líder en el lugar y los equipos de bomberos tienen prioridad en esta frecuencia. Los botes salvavidas utilizarán el canal 6 de VHF (156.300 MHz) para comunicarse entre sí y con el puente.

El canal 16 de VHF (156.800 MHz) es una frecuencia internacional de llamada y socorro. Evite utilizar este canal para otros fines. Comprenda que todos los barcos monitorean este canal. Minimice las comunicaciones por radio durante derrames e incidentes de seguridad.

El puente y el piso de perforación están equipados con comunicación bidireccional, manos libres.

Hay cuatro extensiones de teléfono en el puente y se reservan principalmente de la siguiente manera:

- 3001 Ingeniero jefe
- 2222 Emergencia interna entrante
- 3003 llamadas salientes externas
- 3004 Operación de radio, llamadas externas, tomadores de reunión

Otros números importantes incluyen

- 3017 Sala de control de ingeniería
- 4444 Suelo de perforación
- 9999 Enfermería
- 3011 Sala de emergencia SWBD
- 3010 Cuartel general de emergencia (EHQ) - Equipo de bomberos 1
- Equipo de fuego UHF 1 Casillero 2
- Zona de reunión del puerto VHF 06 (barcos 1 y 3)
- Zona de reunión de estribor VHF 06 (barcos 2 y 4)

Comunicaciones externas

Establezca un horario de comunicaciones inmediatamente con la costa. Esto debe incluir, en orden, los barcos cercanos, Pacific Drilling, el Cliente y el Centro de Coordinación de Rescate Marítimo (MRCC). Incluya siempre la posición del barco, el POB y la naturaleza del peligro en las llamadas iniciales. Tenga en cuenta que el cliente tendrá la mayor cantidad de recursos disponibles si necesita ayuda.

Tenga en cuenta las diferencias de idioma. Habla / describe situaciones y eventos de forma directa y concisa.

El PIC autorizará retransmisiones urgentes o de socorro. Los operadores de radio y los oficiales de cubierta deberán estar preparados y ser capaces de realizar estos procedimientos.

Encuentre los números de teléfono de emergencia en el Apéndice B del Manual de respuesta a Emergencia (OPS-PKN_MAN-002).

FB 500

Este reemplazo para Inmarsat-A, y más tarde Inmarsat-B y Fleet 500, permite llamadas de datos y voz. No es parte del SMSSM. Los teléfonos están ubicados en el puente y en la oficina Maestra. Los números de teléfono son los siguientes:

- Voz +870 773204273 o 773204271
- Fax +870 783020800 o 783020797

Entrenamiento y simulacros

El Estándar de preparación y respuesta ante emergencias de Pacific Drilling contiene una frecuencia mínima para muchos escenarios de simulacros. El nuevo SOLAS III / 17 requiere simulacros bimensuales de rescate en espacios confinados. Las buenas prácticas marinas (GMP) requieren capacitación adicional, como simulacros de DP. El ISPS y el Plan de protección del buque (SSP) especifican la frecuencia de la formación sobre protección. Estos ejercicios se incluyen a continuación para mayor comodidad. Consulte el documento correspondiente para obtener la información más reciente.

Tabla IX-68. Frecuencia mínima de simulacros

Simulacro	Frecuencia	Requerida por
Fuego	Semanal	Pacific Drilling
Abandono	Semanal	Pacific Drilling
Reventón del taladro del pozo	Semanal	Pacific Drilling
H2S (cuando está en un pozo de H2S)	Semanal	Pacific Drilling
Emergencia de Helicóptero	Semanal	Pacific Drilling
DP	Mensual	GMP
Rescate en espacio confinado	Mensual	SOLAS
Hombre al agua	Trimestre	Pacific Drilling
Derrames	Trimestre	Pacific Drilling
lesiones / enfermedades	Trimestre	Pacific Drilling
MEDEVAC	Trimestre	Pacific Drilling
Control de lastre	Trimestre	Pacific Drilling
Recuperación de Blackout	Trimestre	Pacific Drilling
H2S	Trimestre	Pacific Drilling
Simulacro de Seguridad	Trimestre	ISPS
Ejercicio de seguridad	Anual	ISPS

STCW 95 contiene formación mínima para la tripulación, según se especifica en el Documento de dotación segura. La Matriz de entrenamiento de posición de Pacific Drilling contiene entrenamiento mínimo adicional para la tripulación, incluida la extinción de incendios.

La capacitación a bordo de los equipos de bomberos debe variar, de modo que cada cuadrilla practique cada habilidad, como ponerse simulacros, búsqueda y rescate, manejo de mangueras, desagüe y uso de sistemas fijos.

Planifique y diseñe cuidadosamente los simulacros para probar los planes previos al incidente, el rendimiento de la tripulación, la preparación del equipo, las comunicaciones y / o este manual. Esto puede requerir una reunión de planificación previa al simulacro. Realiza simulacros, ejercicios de mesa o ejercicios funcionales según lo que quieras probar o entrenar. El entrenamiento en extinción de incendios, por ejemplo, suele consistir en simulacros para entrenar habilidades específicas, mientras que los ejercicios de mesa son más comunes para DP, ya que no podemos mover el barco durante las operaciones. Utilice un evaluador y una reunión de información para capturar las lecciones aprendidas. Registre los simulacros de emergencia y regístrelos en el Informe de simulacros y ejercicios de emergencia. Por último, haga un seguimiento de las lecciones aprendidas mediante la actualización de este manual, los planes previos al incidente, el mantenimiento correctivo, etc.

Acciones en caso de derrame o escape

En caso de derrame o liberación de una sustancia peligrosa, tome inmediatamente las siguientes medidas para evitar que la liberación afecte al medio ambiente o afecte la salud humana. En todos los casos, se debe mantener la precaución y el sentido común con el objetivo principal de prevenir y / o limitar las lesiones personales. En general, se deben tomar los siguientes pasos iniciales:

Elimine las posibles fuentes de ignición.

- Si es posible y seguro hacerlo, identifique y apague la fuente de descarga para detener el flujo.
- Identificar el material liberado. Las SDS proporcionan información para la identificación adecuada de las características del material liberado.
- Si es seguro, contenga la liberación tanto como sea posible con absorbentes, bermas, sacos de arena u otros materiales.
- Iniciar procedimientos de notificación y reporte de liberación.

Si no se puede controlar una liberación o se han producido lesiones debido a la liberación, se deben implementar los siguientes procedimientos:

- Solicite ayuda o avise a otros sobre la liberación.
- Evacuar el área inmediata y brindar atención a los heridos.
- Si existen riesgos potenciales de incendio o explosión, inicie los procedimientos de evacuación.
- Responda a la defensiva ante cualquier derrame incontrolado.
- Utilice equipo de protección personal adecuado.
- Proteja los desagües mediante el uso de adsorbentes, barreras o cubiertas de desagües.
- Notifique a los contactos de emergencia en el sitio.
- Notifique a otro personal capacitado para ayudar con la respuesta al derrame y las actividades de limpieza.

En caso de que se libere una sustancia peligrosa que tenga el potencial de provocar un incendio, una explosión u otros peligros para la salud humana, consulte el Plan de respuesta de emergencia del barco para obtener información sobre los procedimientos de evacuación.

IX.4.6.3 Sistemas de seguridad

Botes salvavidas y chalecos salvavidas

PACIFIC KHAMSIN está equipado con cuatro botes salvavidas Norsafe para 60 personas hacia adelante y dos botes salvavidas para 80 personas hacia atrás.

Los timoneles asegurarán a los pintores del mar y luego ayudarán a los encargados de la reunión. Los barcos se pueden botar desde el interior del barco o en cubierta.

El personal que trabaje en la popa, como los ingenieros y el equipo de perforación, deberá reunirse en los botes de popa, 5 y 6, en lugar de abrirse camino a través del fuego hacia los botes de proa. Los ingenieros estarán capacitados para lanzar y operar botes salvavidas. A todos los marineros se les asigna además un barco alternativo en caso de que su barco principal esté bloqueado o dañado. Este será el bote 5 para los botes 2 y 4, y el bote 6 para los botes 1 y 3. Esto permite que todas las manos se junten en un lado del barco en caso de una escora, derrame o mal tiempo en el otro.

El Capitán también dará la orden de abordar los barcos. Esto se puede hacer con anticipación mientras los equipos de bomberos aún están combatiendo el incendio o la inundación. Es imperativo que el personal permanezca abrochado en sus asientos para mantener los botes en posición vertical en marejada. Los miembros de la tripulación podrán cargar a los pacientes en tableros o camillas Stokes en los botes salvavidas.

El Capitán finalmente dará la orden de botar los barcos. El punto de encuentro designado, a menos que se indique lo contrario, está a 1 NM de distancia, 45° a la izquierda de ceñida.

Encuentre instrucciones sobre el equipo salvavidas específico de PACIFIC KHAMISIN en el Manual de capacitación de SOLAS. Las copias impresas se guardan en el puente y en la sala de descanso. Durante los pozos de H₂S se promulgarán pautas separadas sobre una evacuación segura.

Bote salvavidas

PACIFIC KHAMISIN está equipado con dieciséis balsas salvavidas para 25 personas. (En realidad, son balsas estándar de 82,5 kg / persona y 35 personas para cumplir con el nuevo requisito de 95 kg por persona en 77 CFR 70172. Una balsa puede acomodar 30 tripulantes de 95 kg en el interior).

Estas balsas pueden ser lanzadas manualmente e infladas por la tripulación que puede descender por una escalera. No son pescantes lanzados.

Toda la tripulación debe saber cómo lanzar las balsas salvavidas, incluido dónde encontrar el cuchillo para cortar al pintor de mar. Los equipos de bomberos, puentes y otro personal esencial que pueda ser el último en abandonar el barco deben estar preparados para que las balsas sean la única forma de evacuar.

Recuperación de barco

PACIFIC KHAMISIN está equipado con un bote de rescate Schat-Harding para 10 personas. (Tenga en cuenta que este bote no es un "bote de rescate rápido" según el Código de dispositivos de salvamento debido a la velocidad del cabrestante del pescante).

El bote de rescate debe usarse si la víctima está lesionada y / o no puede alcanzar la canasta de personal o la escalera de alojamiento. Encuentre información detallada sobre el funcionamiento del bote de rescate en el Manual de capacitación de SOLAS.

El barco está equipado con un pequeño Jason's Cradle. Esto se puede utilizar para que la víctima se suba al bote o la tripulación lo recupere fácilmente. Las víctimas deben ser recuperadas del

agua en forma horizontal para evitar que la presión hidrostática en las piernas fuerce la sangre fría hacia el centro.

Radiobaliza indicadora de posición de emergencia (EPIRB)

La EPIRB es una baliza que transmite una señal vía satélite (pero transmite una posición). Se guarda en el ala del puente del puerto. Se puede activar manualmente cuando se recupera de su posición de almacenamiento o se activará automáticamente cuando se sumerja. Una descarga hidrostática permitirá que este equipo flote libremente una vez que esté completamente sumergido a una profundidad específica. Recuerda recuperarlo y llevarlo contigo al bote salvavidas durante el abandono.

Sistema de identificación automática (AIS)

Este transpondedor transmite de forma intermitente la posición de PACIFIC KHAMSIN, así como otra información de navegación estática y dinámica y recibe la misma de otros barcos. Se pueden enviar mensajes de texto a otros barcos. El equipo del puente mantendrá actualizada la información estática de la embarcación en la unidad AIS, incluido el POB.

Transpondedores de búsqueda y salvamento (SART)

Los SART están ubicados dentro del Puente (al lado de las puertas del ala del Puente) así como dentro de todos los botes salvavidas. Emiten señales cuando son interrogados por radares de banda X, pero solo son visibles en los radares cuando se encuentran a distancias dentro de la línea de visión.

Recuerda llevarlos contigo a los botes salvavidas durante el abandono.

Sistema de alerta de seguridad para buques (SSAS)

SSAS es un sistema de alerta por mensaje de texto discreto requerido por SOLAS. Diseñado para su uso durante incidentes de seguridad, el equipo puede enviar mensajes rápidamente a las autoridades y a Pacific Drilling. Comprenda que otras embarcaciones no recibirán este mensaje, ni el MRCC. La ubicación de los botones de activación es Información de seguridad confidencial (SSI).

Llamaradas

Doce bengalas de paracaídas se encuentran en el puente. Recuerda llevarlos a los botes salvavidas durante el abandono.



ESTUDIO			
"MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL MODALIDAD REGIONAL EXPLORACIÓN DEL ÁREA CONTRACTUAL 26"			DOCUMENTO No.:
PREPARADO: TEMA	FECHA: JUN/21	REV. No. : 0	TEM-MA-ME-B26

Una luz en el SART indicará cuando otro barco está dentro del alcance del radar. Guarde las bengalas para cuando pueda ver otra embarcación o avión o cuando se encienda esta luz en el SART.

Evacuación

- El PIC organizará la evacuación mediante el procedimiento del Plan de respuesta a emergencias médicas (MERP). Considere el uso de recursos adicionales como botes y otros MODU.

Tabla IX-69. Recomendaciones de la Identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos.

No	Recomendación	Identificación del nodo o sistema	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenarios de riesgo		Responsable	Nivel de riesgo
				No.	Descripción		
Recomendaciones Hazid							
1	Establecer estándares de flujo de información en caso de crisis.	1	ELEMENTO VII. MEJORES PRÁCTICAS Y ESTÁNDARES.	1.1.1.1	Derrame de crudo en lecho marino por pérdida de control del pozo con daño al medio ambiente.	Perforación	Bajo
2	Personal entrenado en Respuesta a Emergencias	2	ELEMENTO VII. MEJORES PRÁCTICAS Y ESTÁNDARES.	1.2.1.1	Derrame de crudo por colisión con otra embarcación, con daño al medio ambiente.	Perforación	Bajo
3	Contratar a un proveedor de servicios de helicópteros con buena reputación y buen desempeño de seguridad	3	ELEMENTO VII. MEJORES PRÁCTICAS Y ESTÁNDARES.	1.3.5.1	Caída de helicóptero por condiciones meteorológicas adversas	Petronas	Bajo
4	Asegurar control de calidad (QA/QC para tapones y revestimiento de cemento.	3	ELEMENTO VII. MEJORES PRÁCTICAS Y ESTÁNDARES.	1.5.1.1	Flujo no controlado de hidrocarburo en el lecho marino.	Petronas	Medio
Recomendaciones Hazop							
1	Verificar la disponibilidad y estado	1 y 3	ELEMENTO VII.	Causes: 1.1.2,	Manifestación y descontrol	Perforación	Medio

No	Recomendación	Identificación del nodo o sistema	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenarios de riesgo		Responsable	Nivel de riesgo
				No.	Descripción		
	del equipo de protección autónoma y Cascada		MEJORES PRÁCTICAS ESTÁNDARES. Y	1.7.1, 1.7.2, 1.7.3, 1.8.1, 1.8.2, 1.9.1, 1.9.2, 1.9.3, 1.10.1, 1.13.1, 1.13.2, 1.13.3, 1.14.1, 1.16.1, 3.6.1, 3.6.2, 3.6.3	del pozo, con posible incendio y/o explosión.		
2	Calibración periódica de los detectores de H2S.	1	ELEMENTO MEJORES PRÁCTICAS ESTÁNDARES. VII. Y	Causes: 1.1.2, 1.7.1, 1.7.2, 1.7.3, 1.8.1, 1.8.2, 1.9.1, 1.9.2, 1.10.1	Manifestación y descontrol del pozo, con posible incendio y/o explosión.	Perforación	Medio
3	Entrenamiento para el uso de equipos, en Cursos de control de brotes.	1 y 3	ELEMENTO MEJORES PRÁCTICAS ESTÁNDARES. VII. Y	Causes: 1.1.2, 1.7.1, 1.7.2, 1.7.3, 1.8.1, 1.8.2, 1.9.1, 1.9.2, 1.10.1, 3.4.4, 3.4.5	Manifestación y descontrol del pozo, con posible incendio y/o explosión.	Perforación	Medio
4	Aplicar el procedimiento y participación en emergencias y	1	ELEMENTO MEJORES VII.	Causes: 1.1.2	Manifestación y descontrol del pozo, con posible incendio	Perforación	Medio

No	Recomendación	Identificación del nodo o sistema	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenarios de riesgo		Responsable	Nivel de riesgo
				No.	Descripción		
	simulacros.		PRÁCTICAS ESTÁNDARES. Y		y/o explosión.		
5	Capacitar y entrenar al personal para la identificación de las alarmas visuales y sonoras.	1	ELEMENTO MEJORES PRÁCTICAS ESTÁNDARES. VII. Y	Causes: 1.1.2	Manifestación y descontrol del pozo, con posible incendio y/o explosión.	Perforación	Medio
6	Mantenimiento Preventivo Total (panel del perforador, bombas lodos, compresores, rotaria, temblorinas, agitadores, preventores, bomba koomey, malacate, roncós, detectores de gas combustible y sulfhídrico, silos, líneas y/o tuberías).	1, 3 y 7	ELEMENTO MEJORES PRÁCTICAS ESTÁNDARES. VII. Y	Causes: 1.1.2, 1.1.5, 1.2.1, 1.3.1, 1.3.2, 1.5.7, 3.3.1, 3.3.2, 3.3.4, 7.2.1	Manifestación y descontrol del pozo, con posible incendio y/o explosión.	Perforación	Medio
7	Selección adecuada del personal para las distintas capacitaciones (control de brotes, equipos y herramientas de perforación).	1 y 3	ELEMENTO MEJORES PRÁCTICAS ESTÁNDARES. VII. Y	Causes: 1.1.2, 1.1.5, 1.2.1, 1.3.1, 1.3.2, 1.5.7, 3.3.1, 3.3.2	Manifestación y descontrol del pozo, con posible incendio y/o explosión.	Perforación	Medio
8	Aplicar procedimientos de mantenimiento preventivo y utilizar	1	ELEMENTO MEJORES VII.	Causes: 1.13.1, 1.13.2, 1.13.3	Incorporación de hidrocarburos (gas, aceite) o	Perforación	Medio

No	Recomendación	Identificación del nodo o sistema	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenarios de riesgo		Responsable	Nivel de riesgo
				No.	Descripción		
	el tipo de malla adecuado para el control de sólidos.		PRÁCTICAS ESTÁNDARES. Y		agua al fluido de control o combinación de ellos		
9	Aplicar procedimientos de mantenimiento preventivo y utilizar el tipo de malla adecuado para el control de sólidos.	1	ELEMENTO MEJORES PRÁCTICAS ESTÁNDARES. VII. Y	Causes: 1.13.1, 1.13.2, 1.13.3	Incorporación de hidrocarburos (gas, aceite) o agua al fluido de control o combinación de ellos	Perforación	Medio
10	Verificar regularmente la calibración de la balanza de lodos.	1 y 3	ELEMENTO MEJORES PRÁCTICAS ESTÁNDARES. VII. Y	Causes: 1.13.3, 3.6.2	Incorporación de hidrocarburos (gas, aceite) o agua al fluido de control o combinación de ellos	Perforación	Medio
11	Monitoreo del nivel (espejo) o flujo de lodo en la línea de flote a la salida.	1	ELEMENTO MEJORES PRÁCTICAS ESTÁNDARES. VII. Y	Causes: 1.14.2	Posibilidad de manifestación y descontrol del pozo, con posible fuga incendio y/o explosión.	Perforación	Medio
12	Aplicar procedimientos de mantenimiento preventivo y correctivo.	1	ELEMENTO MEJORES PRÁCTICAS ESTÁNDARES. VII. Y	Causes: 1.15.1	Posibilidad de manifestación del pozo.	Perforación	Medio
13	Supervisión constante del personal involucrado en operación.	3	ELEMENTO MEJORES PRÁCTICAS VII. Y	Causes: 3.3.1, 3.3.2	Derrame de lodo	Perforación	Medio

No	Recomendación	Identificación del nodo o sistema	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenarios de riesgo		Responsable	Nivel de riesgo
				No.	Descripción		
			ESTÁNDARES.				
14	Evaluar procedimiento, insumos disponibles, rapidez de respuesta y capacitación y adiestramiento para el control de pérdidas.	3	ELEMENTO MEJORES PRÁCTICAS ESTÁNDARES. VII. Y	Causes: 3.4.1, 3.4.5	Descontrol del pozo, si coincide con presencia de gas o aceite.	Perforación	Medio
15	Mejorar la instrumentación básica del equipo, incorporada detectores de densidad a la entrada y salida con alarma.	3	ELEMENTO MEJORES PRÁCTICAS ESTÁNDARES. VII. Y	Causes: 3.6.3	Posibilidad de manifestación y descontrol del pozo, con posible fuga, incendio y/o explosión.	Perforación	Medio
16	Monitoreo de presión de poro en tiempo real	1	ELEMENTO MEJORES PRÁCTICAS ESTÁNDARES. VII. Y	Causes: 1.3.2, 1.5.7	Manifestación y descontrol del pozo, con posible incendio y/o explosión	Perforación	Medio

IX.4.7 Conclusiones y Recomendaciones.

El presente Estudio de Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH), se ha elaborado conforme a la Guía para la Elaboración del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos de la ASEA, en donde debe desarrollarse un análisis preliminar de riesgo, análisis cualitativo de riesgo, análisis cuantitativo de riesgo y análisis de consecuencias. El Análisis Preliminar de Riesgo consistió en realizar con un grupo multidisciplinario el estudio HAZID para el proyecto denominado: **"Exploración del Área Contractual 26"**, acompañado de un histórico de accidentes plasmado en el apartado 4.4.1 de este estudio. El Análisis Cualitativo fue realizado por un grupo multidisciplinario de trabajo para la identificación de peligros mediante la metodología HazOp. Adicionalmente como parte del Análisis Cuantitativo de riesgo, se efectuó el análisis frecuencial y de acuerdo a simulaciones obtenidas del software Phast 8.4 para los escenarios en donde se presentaba una manifestación del pozo, en donde se tiene un riesgo inherente Muy Alto.

Para la elaboración del presente ARSH, se realizó con la información Proporcionada por PETRONAS de los sistemas involucrados con la Exploración del **Área Contractual 26**, como: las condiciones esperadas del Pozo exploratorio, la información descriptiva del proceso y de los diversos servicios del proceso, así como de los planos de localización de la instalación.

Con respecto al análisis cuantitativo se obtuvieron 3 escenarios, los cuales se clasificaron como peor caso y como caso más probable. Dentro de este análisis se realizaron simulaciones con el software Phast en su versión 8.4 y OSCAR, como resultado se obtuvieron diferentes radios de afectación de acuerdo con cada tipo de escenario.

Como observación y como se mencionó anteriormente se tienen 1 escenario tipificado como peor caso, este escenario contempla la ruptura total de una línea del Pozo, por lo cual las afectaciones reflejadas en los diagramas de pétalos son catastróficas, como podemos observar en Anexo IX.4i.VI, en donde se tiene afectaciones de radiación térmica (Jet Fire) de alto riesgo (37.5 KW/m2) con radio de afectación de 811.897 metros y escenario por derrame en el cual se muestra la dispersión del crudo ligero en el mar dentro de 150 días.

Sin embargo, una vez realizado el análisis frecuencial, se puede observar que los eventos de riesgo potenciales se encuentran con la probabilidad de ocurrencia Improbable (del orden de 5.05×10^{-9} a 1.06×10^{-14}) por lo que se encuentra en el rango de Riesgo Bajo, esto derivado a que la instalación cuenta con los elementos de control y de seguridad necesarios para evitar, minimizar e incluso mitigar los eventos de riesgo identificados en el presente estudio, por lo que se considera que el proyecto del **"Exploración del Área Contractual 26"** será una instalación segura, llevando a cabo el cumplimiento de las recomendaciones presentadas así como, siguiendo los estándares,



ESTUDIO		
"MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL MODALIDAD REGIONAL EXPLORACIÓN DEL ÁREA CONTRACTUAL 26"		
PREPARADO: TEMA	FECHA: JUN/21	REV. No. : 0

DOCUMENTO No.:
TEM-MA-ME-B26

reglas y regulaciones, y una vez en la puesta en marcha y operación se lleven a cabo los programas de capacitación y de mantenimiento preventivo respectivos.

IX.4.7.1 Listado de Recomendaciones (Medidas de Control) Emitidas en esta Etapa.

El diseño de una instalación nunca puede ser absolutamente seguro y/o completamente a prueba de errores humanos. La complejidad de las operaciones a llevar a cabo, la variedad de condiciones de trabajo, la adaptación a las condiciones de las materias primas y el siempre posible acontecimiento de un fallo no previsto son factores que hacen de la correcta operación un factor tan importante como el diseño inicial.

No se puede asegurar que una instalación bien diseñada con la mejor tecnología existente no pueda sufrir un accidente grave debido a un fallo de comunicación, a una operación de arranque realizada de manera incorrecta, a un control insuficiente sobre las modificaciones o procedimientos de mantenimientos inadecuados, etc.

Para controlar los procesos se recurre cada vez más a complejos sistemas automáticos de control, el manejo de estos requiere operarios calificados y entrenados. Los programas de formación y adiestramiento y las simulaciones dinámicas del funcionamiento son cada vez más elementos vitales para lograr un alto grado de seguridad.

Como parte de lo anterior y con el objetivo de mantener el grado de riesgo en niveles de aceptabilidad, como alcance de este documento es necesario el llevar a cabo la aplicación de las recomendaciones generales ya sea durante la etapa de operación o mantenimiento, y con esto poder administrar el nivel de riesgo identificado del proyecto denominado: "Exploración del Área Contractual 26", mismas que se enuncian a continuación:

Tabla IX-70.Recomendaciones Emitidas Aplicando la Metodología HazId (Perforación de pozos exploratorios)

Recomendaciones	Lugar(es) utilizado(s)	Tipo de Recomendación	Descripción de Actividad	Responsable	Fecha		Evidencia documental
					Inicio	Término	
1. Establecer estándares de flujo de información en caso de crisis.	1.1.1.1	Preventiva	Apegarse a la actividad.	PETRONAS	Realizado	Realizado	PRE (Plan de Respuesta a Emergencias)
2.Personal entrenado en Respuesta a Emergencias	1.2.1.1	Preventiva	Contar con los formatos que den cumplimiento a la actividad.	PETRONAS	Realizado	Realizado	PRE (Plan de Respuesta a Emergencias) – Matriz de entrenamiento
3.Contratar a un proveedor de servicios de helicópteros con buena reputación y buen desempeño de seguridad	1.3.5.1	Preventiva	Contar con los formatos que den cumplimiento a la actividad.	PETRONAS	15 May 2020	15 Agos 2020	Contratista de helicópteros rendimiento de HSE
4.Asegurar control de calidad (QA/QC para tapones y revestimiento de cemento.	1.5.1.1	Preventiva	Contar con los formatos que den cumplimiento a la actividad.	PETRONAS			Hoja de verificación de calidad para tapones y revestimiento de cemento

Tabla IX-71. Recomendaciones Emitidas Aplicando la Metodología HazOp (Perforación)

Recomendaciones	Lugar(es) utilizado(s)	Tipo de Recomendación	Descripción de Actividad	Responsable	Fecha		Evidencia documental
					Inicio	Término	
1. Verificar la disponibilidad y estado del equipo de protección autónoma y Cascada	Causes: 1.1.2, 1.7.1, 1.7.2, 1.7.3, 1.8.1, 1.8.2, 1.9.1, 1.9.2, 1.9.3, 1.10.1, 1.13.1, 1.13.2, 1.13.3, 1.14.1, 1.16.1, 3.6.1, 3.6.2, 3.6.3	Preventiva	Contar con los formatos que den cumplimiento a la actividad.	PETRONAS			HSE de la Plataforma
2. Calibración periódica de los detectores de H2S.	Causes: 1.1.2, 1.7.1, 1.7.2, 1.7.3, 1.8.1, 1.8.2, 1.9.1, 1.9.2, 1.10.1	Preventiva	Contar con los formatos que den cumplimiento a la actividad.	PETRONAS			HSE de la Plataforma
3. Entrenamiento para el uso de equipos, en Cursos de control de brotes.	Causes: 1.1.2, 1.7.1, 1.7.2, 1.7.3, 1.8.1, 1.8.2, 1.9.1, 1.9.2, 1.10.1, 3.4.4, 3.4.5	Mejora	Contar con los formatos que den cumplimiento a la actividad.	PETRONAS			Matriz de entrenamiento
4. Aplicar el procedimiento y participación en emergencias y simulacros.	Causes: 1.1.2	Preventiva	Apegarse a la actividad.	PETRONAS			PRE Registros de simulacros de emergencia
5. Capacitar y entrenar al personal para la	Causes: 1.1.2	Preventiva	Contar con los formatos	PETRONAS			Registro de



ESTUDIO		
"MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL MODALIDAD REGIONAL EXPLORACIÓN DEL ÁREA CONTRACTUAL 26"		DOCUMENTO No.: TEM-MA-ME-B26
PREPARADO: TEMA	FECHA: JUN/21	REV. No. : 0

Recomendaciones	Lugar(es) utilizado(s)	Tipo de Recomendación	Descripción de Actividad	Responsable	Fecha		Evidencia documental
					Inicio	Término	
identificación de las alarmas visuales y sonoras.			que den cumplimiento a la actividad.				inducción en la Plataforma
6. Mantenimiento Preventivo Total (panel del perforador, bombas lodos, compresores, rotaria, temblorinas, agitadores, preventores, bomba koomey, malacate, roncós, detectores de gas combustible y sulfhídrico, silos, líneas y/o tuberías).	Causes: 1.1.2, 1.1.5, 1.2.1, 1.3.1, 1.3.2, 1.5.7, 3.3.1, 3.3.2, 3.3.4, 7.2.1	Preventiva	Contar con los formatos que den cumplimiento a la actividad.	PETRONAS			HSE
7. Selección adecuada del personal para las distintas capacitaciones (control de brotes, equipos y herramientas de perforación).	Causes: 1.1.2, 1.1.5, 1.2.1, 1.3.1, 1.3.2, 1.5.7, 3.3.1, 3.3.2	Preventiva	Contar con los formatos que den cumplimiento a la actividad.	PETRONAS			Matriz de entrenamiento
8. Aplicar procedimientos de mantenimiento preventivo y utilizar el tipo de malla adecuado para el control de sólidos.	Causes: 1.13.1, 1.13.2, 1.13.3	Preventiva	Contar con procedimientos de mantenimiento preventivo y apegarse a la actividad.	PETRONAS			Contrato de control de sólidos
9. Verificar regularmente la calibración de la balanza de lodos.	Causes: 1.13.1, 1.13.2, 1.13.3	Preventiva	Contar con los formatos que den cumplimiento a la actividad.	PETRONAS			Procedimiento general de PETRONAS Hoja de

Recomendaciones	Lugar(es) utilizado(s)	Tipo de Recomendación	Descripción de Actividad	Responsable	Fecha		Evidencia documental
					Inicio	Término	
							verificación diaria de lodo
10. Evaluar controles de calidad en la preparación del lodo y equipos contratados para la eliminación de sólidos	Causes: 1.13.3, 3.6.2	Preventiva	Apegarse a la actividad.	PETRONAS			Contrato de control de sólidos Hoja de verificación diaria de lodo
11. Monitoreo del nivel (espejo) o flujo de lodo en la línea de flote a la salida.	Causes: 1.14.2	Preventiva	Apegarse a la actividad.	PETRONAS			Sensor de monitoreo de flujo redundante por contratista de registro de lodo.
12. Aplicar procedimientos de mantenimiento preventivo y correctivo.	Causes: 1.15.1	Preventiva	Contar con procedimientos de mantenimiento preventivo y correctivo.	PETRONAS			HSE de la plataforma y programa de mantenimiento
13. Supervisión constante del personal	Causes: 3.3.1, 3.3.2	Preventiva	Apegarse a la actividad.	PETRONAS			Manual de contratistas de



ESTUDIO		
"MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL MODALIDAD REGIONAL EXPLORACIÓN DEL ÁREA CONTRACTUAL 26"		DOCUMENTO No.: TEM-MA-ME-B26
PREPARADO: TEMA	FECHA: JUN/21	
REV. No. : 0		

Recomendaciones	Lugar(es) utilizado(s)	Tipo de Recomendación	Descripción de Actividad	Responsable	Fecha		Evidencia documental
					Inicio	Término	
involucrado en operación.							la Plataforma
14. Evaluar procedimiento, insumos disponibles, rapidez de respuesta y capacitación y adiestramiento para el control de pérdidas.	Causes: 3.4.1, 3.4.5	Preventiva	Contar con los formatos que den cumplimiento a la actividad.	PETRONAS			Plan de contingencia
15. Mejorar la instrumentación básica del equipo, incorporada detectores de densidad a la entrada y salida con alarma.	Causes: 3.6.3	Mejora	Contar con la instrumentación básica del equipo, incorporando detectores de densidad a la entrada y salida con alarma.	PETRONAS			Sensor de monitoreo de flujo redundante por contratista de registro de lodo
16. Monitoreo de presión de poro en tiempo real	Causes: 1.3.2, 1.5.7	Preventiva	Contar con los formatos que den cumplimiento a la actividad.	PETRONAS			Monitoreo de la presión de poro en tiempo real por un contratista de registro de lodo

IX.5 REFERENCIAS.

- Directrices para evaluación cuantitativa de los riesgos (Guideline for quantitative risk assessment) "Purple Book" CPR, part one.
- Enrique González Ferradás, Francisco José Ruiz Boada, Agustín Miñana Aznar, Joaquín Navarro Gómez, José Ruiz Gimeno, Jesús Martínez Alonso. "Zonas de Planificación para Accidentes Graves de Tipo Térmico" Departamento de Ingeniería Química Universidad de Murcia.
- Fink, D.G., "Standard Handbook for Electrical Engineers", 10th Ed., p. 26-13 (1968)
- Guía Técnica, Métodos Cuantitativos para el análisis de riesgos, Protección Civil España, 1994.
- Human Reliability Handbook.
- IEC-61882 "Guía de Aplicación para Estudios de Peligro y Operabilidad"
- J.M. Santamaría, P.A. Braña Aisa "Análisis y Reducción de Riesgos en la Industria Química", Fundación Mapfre.
- Miller, M.J. "Reliability of Fire Protection", Chemical Engineering Progress, 70 (4):62 (April 1974)
- Manual de Seguridad Industrial en Plantas Químicas y Petroleras, Tomo 1, J.M. Storch de Gracia.
- "OREDA" Offshore Reliability Data, 2ª. Edition.
- Process sensor, Control and safety equipment.
- OREDA-2002.Williams, Jeremy C., "Incorporating Human Performance Variability in Process Safety Assessment", (Publication source unknown)

IX.6 PERSONAL QUE PARTICIPO EN LA ELABORACIÓN DEL ANÁLISIS DE RIESGO DE PROCESO.

En la siguiente tabla se muestra el personal que participó en la elaboración del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos para la Exploración del área contractual 26.

Tabla IX-72. Relación del Personal Participante.

Participantes	Cargo	Firma
Ing. Yasser Iván Rivas Gutiérrez.	D. T. de Proyecto	
Ing. Gabriel Cruz Zepeda	Coordinador de Proyecto	
Ing. Yazmin Díaz Ramírez	Ingeniero de proyecto	

IX.7 ANEXOS.

Anexo 1. Planos.

Anexo 2. Fotografías

Anexo 3. Hojas de Datos de Seguridad.

Anexo 4. Otros Anexos.

- a) Documentos Legales.
- b) Cartografía Consultada.
- c) Información utilizada.
- d) Análisis de Posibles Riesgos (Contaminación Suelo y Agua).
- e) Hojas de Trabajo del Análisis Preliminar de Riesgo.
- f) Hojas de trabajo del Análisis de Riesgo de Proceso.
- g) Catálogo de Escenarios de Riesgo.
- h) Resultados del Análisis Detallado de Frecuencias.
- i) Hojas de Trabajo del Análisis Detallado de Consecuencias.
- j) Análisis de Capas de Protección (LOPA)
- k) Nivel de Seguridad (SIL)
- l) Listado de Recomendaciones.
- m) Autorizaciones Oficiales.
- n) Resumen Ejecutivo

Anexo 5. CV Participantes de elaboración de Estudio.