



Transportadora de Gas Natural de la Huasteca S. de R.L. de C.V.
 Estudio de Riesgo, Modalidad Análisis de Riesgo



Estudio de Riesgo, Modalidad Análisis de Riesgo del proyecto Gasoducto Extensión Sureste “Etapa II”, en etapa de diseño (ingeniería FEED)

CLIENTE: Transportadora de Gas Natural de la Huasteca S. de R.L. de C.V.

		Reporte No.: T1522120-2022-TGNH-ER-GESEII					
		UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y T10 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.					
0	Re						
A	Reporte Borrador	15/06/2022					
Rev.	Descripción	Fecha	Preparado	Fecha	Revisado	Fecha	Aprobado

NOMBRE Y FIRMA DE PERSONA FISICA, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

Transportadora de Gas Natural de la Huasteca S. de R.L. de C.V.

Junio 2022

Índice

I. Nombre del líder e integrantes del grupo multidisciplinario	7
II. Objetivo y alcance del estudio	8
II.1 Objetivo del análisis de riesgo	8
II.2 Alcances	8
II.3 Marco Normativo	9
II.4 Programa de Trabajo	9
III.5 Códigos, estándares y normas internacionales	10
III. Descripción del proyecto y/o instalación	11
III.1 Bases de diseño	12
III.1.2 Proyecto civil-estructural	15
III.1.3 Proyecto mecánico	19
III.1.4 Proyecto sistema contra incendio	24
III.2 Descripción detallada del proceso	24
III.2.1 Hoja de seguridad de la sustancia (gas natural)	24
III.2.2 Almacenamiento	25
III.2.3 Características de equipos de proceso principal y auxiliares	25
III.2.4 Pruebas de verificación	27
III.2.5 Descripción del proceso	27
III.2.6 Descripción del entorno	28
III.2.6.1 Aspectos ambientales	38
III.2.6.1.1 Aspectos abióticos	43
III.2.6.1.2 Aspectos bióticos	49
III.2.6.2 Riesgos geológicos	53
III.2.6.3 Fenómenos meteorológicos	56
III.2.6.4 Historial epidémico y endémico de enfermedades cíclicas en el área del Proyecto	58
III.2.6.5 Zonas vulnerables, componentes ambientales, infraestructura vial y uso de suelo para el proyecto	60
III.3 Condiciones de operación	65
III.3.1 Especificación del cuarto de control	65
III.3.2 Sistema de aislamiento	65
III.4 Análisis y evaluación de riesgos	66
III.4.1 Premisas y consideraciones hechas para la selección de las metodologías aplicadas	66
III.4.1.1 Análisis preliminar de riesgos	66
III.4.1.2 Análisis cualitativo de riesgos	66
III.4.1.3 Análisis cuantitativo de riesgos	67
III.4.1.4. Información para emplear en el análisis	70

III.4.2 Descripción de las metodologías seleccionadas para la identificación de peligros, evaluación y análisis de riesgos	70
III.4.2.1 Análisis preliminar de peligros	70
III.4.2.2 Análisis cualitativo de riesgos	71
III.4.2.3 Análisis cuantitativo de riesgos	73
III.4.3 Resultados del análisis preliminar de peligros, identificación de peligros, evaluación y análisis de riesgos	75
III.4.3.1 Antecedentes de incidentes y accidentes	75
III.4.4 Resultados del Análisis cualitativo de riesgos	92
III.4.4.1 Identificación de peligros	92
III.4.4.2 Jerarquización de escenarios de riesgo	94
III.4.5 Resultados del Análisis cuantitativo de riesgos	109
III.4.5.1 Análisis de frecuencias	109
IV. Análisis de consecuencias	110
IV.1 Radios potenciales de afectación	115
IV.2 Análisis de vulnerabilidad e interacciones de riesgo	121
IV.2.1 Análisis de vulnerabilidad	121
IV.2.2 Interacciones de riesgo	135
IV.3 Afectaciones sobre la integridad funcional de los ecosistemas	140
V. Determinación de medidas de reducción de riesgos adicionales para escenarios de riesgo	141
V.1 Análisis capas de protección (LOPA)	141
V.2 Nivel integral de seguridad (SIL)	142
V.3 Recomendaciones técnico-operativas	142
V.4 Sistemas de seguridad y medidas para administrar los escenarios de riesgo	143
V.5 Medidas preventivas	144
VI. Resumen	149
VI.1 Conclusiones	149
VI.2 Situación general del proyecto en materia de impacto ambiental	152
VI.3. Informe técnico	155
VII. Referencias	156

Tablas

Tabla I-1 Personal que elaboró el estudio	7
Tabla III.1 1 Capacidad de flujo requerida y presión/ temperatura de entrega del sistema de tubería gasoducto Extensión Sureste con tomas de gas en CTZ	12
Tabla III.1.2 1 Datos Geotécnicos Preliminares	16
Tabla III.1.3–1 Resumen de cruces de tuberías / cables	23
Tabla III.2.1-1 Sustancias involucradas en el transporte	25
Tabla III.2.3-1 Especificaciones del ducto	26
Tabla III.2.4-1 Procedimientos de inspección	27
Tabla III.2.6-1 Ejes rectores y temas estratégicos del Plan Nacional de Desarrollo 2019 - 2024	34
Tabla III.2.6.1-1 Niveles de marea registrados en el SAR	43
Tabla III.2.6.3-1 Histórico de los eventos ocurridos en el Golfo de México	56
Tabla III.2.6.5-1 Proximidades con zonas vulnerables de población para un radio de 500 metros	60
Tabla III.2.6.5-2 Proximidades y cruzamientos con zonas vulnerables de población en el entorno de la franja de 800 m a ambos	61
Tabla III.2.6.5-3 Coordenadas cruces con terceros	64
Tabla III.3-1 Condiciones de diseño	65
Tabla III.4.1.2-1 Nodos de estudio	67
Tabla III.4.1.3.1 Parámetros a utilizar para la determinación de las zonas de alto riesgo y de amortiguamiento	69
Tabla III.4.3.1-1 Antecedentes de incidentes y accidentes	77
Tabla III.4.3.1-2 Ubicación donde se han presentado los accidentes	86
Tabla III.4.3.1-3 Tipo de eventos	87
Tabla III.4.3.1-4 Histórico de incidentes de Sistemas de Transporte de Gas Natural de TC Energía	90
Tabla III.4.4.1-1 Listado de escenarios por nodo de estudio ¿Qué pasa si...?	92
Tabla III.4.4.2-1 Valores de frecuencia de la matriz de riesgo	95
Tabla III.4.4.2-2 Listado de escenarios de riesgo por magnitud de riesgos	97
Tabla IV-1 Condiciones meteorológicas usadas para la estabilidad atmosférica 1.5 F	111
Tabla IV-2 Condiciones meteorológicas usadas para la estabilidad atmosférica 1.5 AB	111
Tabla IV-3 Datos para cálculo del volumen atrapado para los escenarios en fase gaseosa	112

Tabla IV.1-1 Catálogo de escenarios	116
Tabla IV.1-2 Resultados de eventos por radiación térmica y ondas de sobrepresión	118
Tabla IV.1-3 Frecuencia de eventos finales	120
Tabla IV.2.1-1 Descripción de los posibles riesgos	121
Tabla IV.2.2-1 Interacciones de riesgos y descripción de los posibles receptores de riesgo	135
Tabla V.3-1 Recomendaciones técnicas- operativas	143
Tabla V.5-1 Medidas preventivas, de mitigación y/o compensaciones propuestas para el proyecto	145
Tabla V.5-2 Medidas adicionales	147

Figuras

Figura II.4-1 Programa de trabajo	9
Figura III-1 Caso Base – gasoducto Extensión Sureste Etapa II, Sistema de Gasoductos	11
Figura III.1.2 – 1 MS1 Perfiles de elevación de VN a CTZ	15
Figura III.1.2 – 2 MS2 Perfiles de elevación de CTZ a DB	15
Figura III.1.2–3 Perfil de la Ruta con Tipo de Suelo de Veracruz Norte a Coatzacoalcos Manifold	16
Figura III.1.2–4 Perfil de Ruta con Tipo de Suelo desde Coatzacoalcos Estación de Válvulas hasta Coatzacoalcos Landing	17
Figura III.1.2 – 5 Perfil de Ruta con Tipo de Suelo desde Coatzacoalcos hasta DB	17
Figura III.1.3 –1 Gasoductos y Conexiones de Tuberías Arreglo General – Caso Base	22
Figura III.1.3 –2 Gasoductos y Conexiones de Tuberías Arreglo General – Caso Opcional	22
Figura III.2.6-1 Ubicación del proyecto	29
Figura III.2.6-2 Integración del Plan Veracruzano del Desarrollo 2019 - 2024	30
Figura III.2.6-3 Ubicación del proyecto respecto al PEOGT	37
Figura III.2.6.1-1 Características geomorfológicas del GM	39
Figura III.2.6.1-2 Rasgos geomorfológicos del GM	40
Figura III.2.6.1.1-1 Distribución del porcentaje de arenas en los sedimentos del SAR	44
Figura III.2.6.1.1-2 Distribución del porcentaje de limos en los sedimentos en el SAR	44
Figura III.2.6.1.1-3 Distribución del porcentaje de arcillas en los sedimentos en el SAR	44
Figura III.2.6.1.1-4 Textura de sedimentos marinos	44

Figura III.2.6.1.1-5 Distribución de la textura de los sedimentos en el SAR	45
Figura III.2.6.1.1-6 Granulometría de los sedimentos en el SAR	45
Figura III.2.6.1.1-7 Distribución de los tamaños de grano de los sedimentos en el área del proyecto	46
Figura III.2.6.1.1-8 Zonificación de los patrones de corrientes	47
Figura III.2.6.1.1-9 Transectos donde se muestra la batimetría a lo largo del proyecto	48
Figura III.2.6.2-1 Sismos registrados cerca del área de interés	54
Figura III.2.6.2-2 Fallas y pliegues cerca del área de interés	55
Figura III.4.1.3-1 Matriz por magnitud de riesgo	68
Figura III.4.2.2-1 Protocolo de análisis para realizar ¿Qué pasa sí..?	72
Figura III.4.2.3-1 Procedimiento para realizar un análisis de consecuencias	74
Figura III.4.3.1-1 Causas iniciadoras y circunstancias propagadoras de un incidente	75
Figura III.4.3.1-2 Distribución por década	86
Figura III.4.3.1-3 Clasificación de eventos	87
Figura III.4.3.1-4 Tipo de instalaciones con mayor índice de accidentes	88
Figura III. 4.3.1-4 Causas de accidentes	88
Figura III.4.4.2-1 Categorización de probabilidad y severidad	94
Figura III.4.4.2-2 Jerarquización por receptor individual	95
Figura III.4.4.2-3 Cálculo de MR y posición en Matriz	96
Figura III.4.4.2-4 Escenarios por Magnitud de Riesgos	96
Figura III.4.5.1-1 Matriz por Magnitud de Riesgo	109
Figura IV.2.2-1 Intensidad de radiación crítica	139
Figura V.1-1 Representación de barrera de protección conforme a AIChE	142

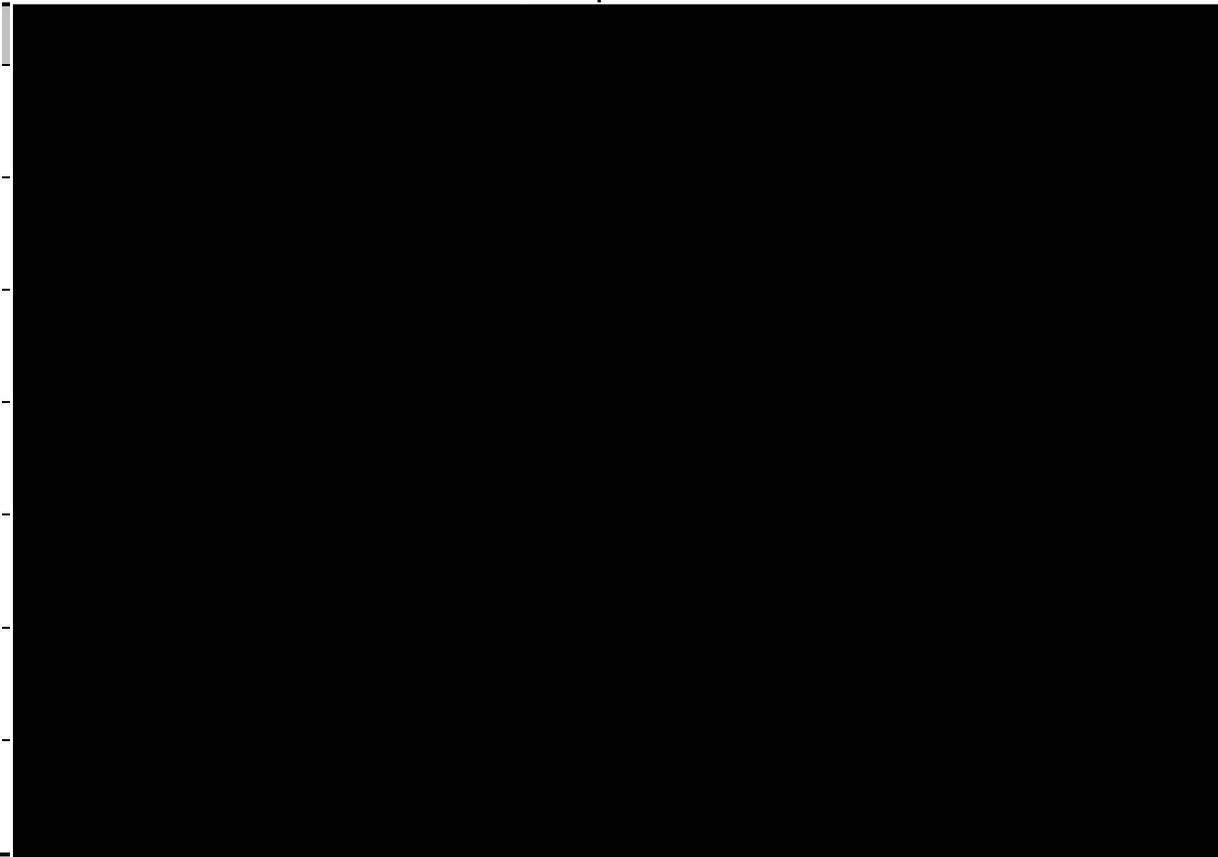
I. Nombre del líder e integrantes del grupo multidisciplinario

El grupo multidisciplinario de análisis de riesgos (GMAR) conformado por personal técnico de ingeniería, construcción, operación, mantenimiento, instrumentación y seguridad encargado del **proyecto Gasoducto Extensión Sureste “Etapa II”**, en conjunto con los especialistas de DNV (fungiendo como líder especialista de análisis de riesgos y auxiliar de análisis de riesgos), elaborarán de primera instancia el programa de trabajo para llevar a cabo la identificación de peligros y evaluación de los riesgos que mencione los recursos, responsables y tiempo de ejecución de las actividades; la integración de la información que se requiere para llevar a cabo la elaboración del análisis y la toma de decisiones más acertadas para la administración de los riesgos hacia los receptores de riesgos.

En el **Anexo 1 “Acta Constitutiva”** se encuentra el acta constitutiva del grupo multidisciplinario que participó en la identificación de peligros y evaluación de los riesgos del **proyecto Gasoducto Extensión Sureste “Etapa II”**.

A su vez, el personal que participó en la elaboración del presente estudio de análisis de riesgos para el sector hidrocarburos en sus diferentes especialidades se muestra en la Tabla I-1, a continuación:

Tabla I-1 Personal que elaboró el estudio

The table content is completely redacted with a solid black box.

NOMBRE Y FIRMA DE PERSONA FISICA, ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP

II. Objetivo y alcance del estudio

II.1 Objetivo del análisis de riesgo

El objetivo del Estudio de Riesgo, modalidad Análisis de Riesgos para el **proyecto Gasoducto Extensión Sureste “Etapa II”**, es complementar la Manifestación de Impacto Ambiental (MIA-R), mediante la identificación y evaluación de los riesgos asociados al proyecto, relacionados con el manejo de sustancias peligrosas y las consecuencias de los máximos eventos catastróficos y/o probables riesgos por la pérdida de contención de la sustancia.

II.2 Alcances

El alcance físico del análisis de riesgos para el **proyecto Gasoducto Extensión Sureste “Etapa II”**, en etapa de diseño (ingeniería FEED), comprende el gasoducto de 36” segmento Tuxpan – Pajapan (en adelante Veracruz Norte - Coatzacoalcos) (tramo marino) y el gasoducto de 36” segmento Coatzacoalcos – Dos Bocas (tramo marino).

El alcance de las actividades para llevar a cabo el análisis de riesgos para el **proyecto Gasoducto Extensión Sureste “Etapa II”** es el siguiente:

- Recopilación, verificación, análisis y procesamiento de información, lo que incluye la revisión de la información proporcionada por el cliente.
- Análisis preliminar de peligros utilizando los antecedentes de accidentes e incidentes de sistemas de transporte similares.
- Identificación de los peligros utilizando la metodología de ¿Qué pasa sí? para el análisis cualitativo.
- Jerarquización de los riesgos identificados de acuerdo con los criterios establecidos en las matrices de riesgos.
- Diferenciación por importancia de los factores que contribuyen a los riesgos identificados.
- Fundamentación de escenarios de accidentes y evaluación de sus consecuencias con el software PHAST v8.61.
- Estimación de la frecuencia cuantitativa de los escenarios de accidentes postulados en zonas de riesgo alto (A) y extremo (E) del análisis cualitativo de riesgos, utilizando la metodología de árboles de fallos, árboles de eventos y LOPA.
- Priorización de las mejoras propuestas y medidas de control de acuerdo con la importancia de los riesgos que previenen o mitigan.
- Elaboración del reporte que recoja la información resultante de los puntos anteriores y el resto de la información solicitada.

Queda fuera del alcance de este análisis de riesgos para el **proyecto Gasoducto Extensión Sureste “Etapa II”** la elaboración del programa calendarizado para la implementación de las recomendaciones, así como, su seguimiento y cierre.

III.5 Códigos, estándares y normas internacionales

El diseño de la tubería deberá cumplir los requisitos de los siguientes códigos principales, reglas, prácticas recomendadas y requisitos de permisos, excepto cuando sea reemplazado por la base de diseño. En caso de incoherencia entre los códigos de diseño y la base de diseño, se aplicarán los criterios más conservadores. Estos códigos de diseño incluirán, entre otros, los documentos que se enumeran a continuación:

Códigos y Estándares

NOM-007-ASEA-2016 Transporte de gas natural
NOM-001-SECRE-2010 Especificaciones del gas natural
NOM-009-ASEA-2017 Administración de la Integridad de los Ductos de Recolección, Transporte y Distribución de Hidrocarburos, Petróleo y Petroquímicos
ASME B31.8-2020 Sistemas de Tuberías de Transmisión y Distribución de Gas
API RP 1111 2015 Diseño, Construcción, Operación y Mantenimiento de Oleoductos Marinos de Hidrocarburos (Estado Límite Diseño)
API 5L Especificación para Line Pipe
DNV-RP-F105 2017 Práctica recomendada para tuberías de expansión libre
DNV-RP-F103 2019 Práctica recomendada para la protección catódica de tuberías submarinas mediante ánodos galvánicos
L-005 Norma Norsok
NRF-013-PEMEX-2009 Diseño de Líneas Submarinas en el Golfo de México
NOM-008-SCFI-2002 Ingeniería Sistema General de Unidades de Medida
NOM-001-SEMARNAT-1996 Establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales a las aguas y bienes nacionales. Aclaración DOF 30 de abril de 1997
Ley Federal de Metrología y Normalización

Hay una serie de leyes y regulaciones mexicanas que son de alguna manera relevantes o relacionadas con el proyecto, pero no tienen un impacto directo en el diseño técnico de la tubería y, por lo tanto, no están incluidas en esta base de diseño de tuberías en alta mar.

La jerarquía de las regulaciones/códigos en caso de que exista información contradictoria es la siguiente: Reglamento Mexicano, NOM-007-ASEA-2016, ASME B31.8 y API RP 1111. Se revisará cualquier conflicto entre los códigos de diseño y se utilizará el camino más conservador hacia adelante.

III. Descripción del proyecto y/o instalación

TC Energy se encuentra actualmente en la Fase de Definición del proyecto gasoducto Extensión Sureste en México, que incluye el concepto de gasoducto en alta mar que se muestra en la Figura III - 1. Durante la fase de definición del proyecto, para los segmentos de tuberías offshore se está asumiendo un diámetro exterior de 36 pulgadas. El gasoducto permitiría el transporte de hasta 1.400 MMPCSD de gas natural a varios puntos de entrega en el sureste de México.



UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

Ruta del gasoducto en alta mar

La ruta del gasoducto costa afuera del caso base se muestra en la Figura III - 1. Actualmente se está llevando a cabo el estudio de ruta, y la ruta propuesta está sujeta a cambios en función de los resultados del estudio de reconocimiento de la ruta.

La ruta del gasoducto costa afuera se dividió en dos tramos marítimos que se definen a continuación. Las profundidades máximas del agua a lo largo de cada segmento se estimaron sobre la base de una combinación del estudio de reconocimiento parcialmente completado, las cartas náuticas y los datos satelitales. Una vez que se complete el estudio de la ruta de la tubería en alta mar, se actualizarán los datos de la ruta de la tubería junto con las profundidades máximas del agua.

1. La Sección 1 (MS1) se extiende aproximadamente 501.3 km desde el área de salida cerca de Tuxpan, Veracruz, hasta la llegada cerca de Coatzacoalcos, Veracruz.
2. La Sección 2 (MS2) se extiende aproximadamente 190.7 km desde la salida cerca de Coatzacoalcos, Veracruz hasta la llegada al oeste de Dos Bocas, Tabasco.

La ruta de la tubería en alta mar sigue la línea de la costa, donde el agua tiene una profundidad de 100 metros, ocasionalmente llegando a 200 metros de profundidad. El sistema tiene un total de 5 cruces de costa en tres lugares de llegada a tierra (Veracruz Norte, Coatzacoalcos, y Dos Bocas). Uno de los cruces costeros es para suministro/descarga de agua.

III.1 Bases de diseño¹

Esta sección presenta la base preliminar de diseño de Aseguramiento de Flujo. Estaciones de compresión de Gas están planificadas en las estaciones de Veracruz Norte y Coatzacoalcos del gasoducto terrestre. El modelo de aseguramiento de flujo incluirá los segmentos hasta las estaciones de compresores.

Flujo de Diseño del Gas y Entrega Requerida de Presión y Temperatura

El gasoducto Extensión Sureste podría permitir que el sistema transporte hasta 1,400 MMpcsd de gas natural a varios puntos de entrega en la región sureste de México. En la Tabla III.1-1 se enumeran los índices de suministro de gas y los requisitos de presión/temperatura de llegada a los diferentes puntos de suministro.

La presión de entrega requerida en el punto de entrega de Coatzacoalcos es de 850 psig con una tasa de entrega de gas de 596 MMpcsd. Para el punto de entrega en Dos Bocas, la presión de entrega requerida es de 850 psig con gas de entrega de 777 MMpcsd.

Tabla III.1-1 Capacidad de flujo requerida y presión/ temperatura de entrega del sistema de tubería gasoducto Extensión Sureste con tomas de gas en CTZ

Punto de Recibo/ Entrega	Caudal máximo de recepción / entrega	Presión requerida de recepción / entrega		Temperatura requerida de recepción / entrega	
		MMscfd	barg	psi	°C
Montegrande Estación Medición (Salida)	1,390 (1,366)	63.7	924	10 - 50	50 - 122
Veracruz Norte Estación de Compresión (Entrada)	1,390 (1,366)	58.1	856		
Veracruz Norte Estación de Compresión (Salida)	1,376 (1,351)	153.1	2,220		
Coatzacoalcos Estación de Compresión (Entrada)	1,376 (1,351)	58.6	850		

¹ Bases de Diseño Offshore (Document Number. 418005-00574-SU-BOD-0001), Rev. 2R, ID. Client TCE SEE – South East Extension Project (español/ingles)

Tabla III.1-1 Capacidad de flujo requerida y presión/ temperatura de entrega del sistema de tubería gasoducto Extensión Sureste con tomas de gas en CTZ

Punto de Recibo/ Entrega	Caudal máximo de recepción / entrega	Presión requerida de recepción / entrega		Temperatura requerida de recepción / entrega	
		MMscfd	barg	psi	°C
Coatzacoalcos Estación de Compresión (Salida)	777 (751)	96.8	1,403		
Dos Bocas Estación de Compresión (Entrada)	777 (751)	80.4	1,166		
Dos Bocas Estación de Compresión (Salida)	777 (751)	58.6	850		

Profundidad de enterramiento y evaluación térmica

Para la sección del gasoducto terrestre se considera que la tubería estará enterrada con una profundidad de cobertura de ~ 0.91 m (3 pies) hasta la parte superior de la tubería y el coeficiente de transferencia de calor general correspondiente es de ~ 0.2 BTU / hr-ft²-° F.

Para la tubería en alta mar desde el cruce de la costa hasta la profundidad de agua de 5 m (16.4 pies), se considera que la tubería está enterrada con una profundidad de cobertura de 3 m (9.8 pies) hasta la parte superior de la tubería y el valor U correspondiente es ~ 0.13 BTU / hr-ft²-° F. Para la profundidad del agua que varía de 5 m (16.4 pies) a 60 m (197 pies), la tubería en alta mar estará enterrada a una profundidad de cobertura de ~ 0.91 m (3 pies) con un valor U de ~ 0.2 BTU / hr-ft²-° F. Para la sección en alta mar con una profundidad de agua más profunda de 60 m (197 pies), la tubería estará parcialmente enterrada (se supone una profundidad de 1/4 OD) con el valor U correspondiente de ~ 1.49 BTU / hr-ft²-° F.

Descripción del gasoducto

El sistema de gasoductos en alta mar consta principalmente de los siguientes componentes:

- Tubería principal o cadena de tubería soldada que forma el conducto para la transmisión de gas.
- Recubrimientos: esto incluye recubrimiento anticorrosivo, recubrimiento de peso de concreto para requisitos de estabilidad en el fondo, recubrimiento de juntas de campo y recubrimiento interno.
- Sistema de protección catódica en forma de ánodos de sacrificio.

El sistema de tuberías en alta mar no incluye la instalación de la tubería directa de cruce en tierra o los segmentos de tubería en tierra de la ruta. En las secciones siguientes se describen brevemente estos componentes del sistema de tuberías en alta mar.

Los materiales de la tubería deberán cumplir con los requisitos de las especificaciones de materiales del proyecto.

Tubería

El sistema de tuberías será una sola tubería no aislada utilizada para transportar gas natural. El diámetro de 36 pulgadas es el tamaño de línea seleccionado para el proyecto. Sobre la base del historial de proyectos similares de la industria en alta mar, las prácticas estándar actuales de la industria y la facilidad de soldabilidad, se eligió el grado de acero para ser API Spec 5L grado L450 (X65).

La tubería se diseñará siguiendo las normas NOM-007-ASEA-2016, NOM-009-ASEA-2017, ASME B31.8 y API RP 1111. Además, los estándares de la industria y las prácticas recomendadas se utilizarán cuando sea necesario, para el diseño de protección catódica, el diseño de estabilidad en la parte inferior, las evaluaciones de tramo libre, la expansión y el análisis de instalación. Para obtener una lista de los códigos de diseño de tuberías y los estándares de la industria que se utilizarán, consulte la Sección II.5. La selección de materiales está basada en el historial de tuberías de acero al carbono utilizadas en proyectos similares, la práctica estándar actual de la industria y los códigos de tubería y soldadura enumerados en la Sección II.5.

Fabricación de la Tubería

La tubería será una tubería de acero al carbono soldada longitudinalmente por arco sumergido (SAWL) de acuerdo con la especificación API 5L y los códigos del proyecto a los que se hace referencia en la Sección II.5. Se cumplirán con los requisitos de calidad API Spec 5L para PSL2 y servicio offshore. El gas que se transporta por la tubería es gas seco, por lo tanto, la tubería de línea es un servicio no agrario. La fabricación de tubos deberá cumplir los requisitos de la especificación de tubos SAWL del proyecto para el servicio no agrario en alta mar.

Revestimiento de Tuberías y juntas de campo

Recubrimientos de corrosión externa

El recubrimiento de corrosión externa para la tubería de línea consiste en Fusión Bond Epoxy (FBE) para protección anticorrosión. El recubrimiento de corrosión externa es un sistema de dos capas que consiste en Fusión Bond Epoxy (FBE) para protección anticorrosión con recubrimiento rugoso (antideslizante) FBE.

Además de su historial comprobado, FBE tiene una buena flexibilidad, una excelente resistencia a la desunión catódica y funciona bien hasta 90 ° C (194 ° F) en condiciones húmedas.

Las juntas de campo se recubrirán con un recubrimiento de junta de campo FBE y no se rellenarán con espuma de alta densidad de ajuste rápido durante la instalación. Esto se confirmará durante las fases futuras dependiendo de la preferencia del contratista de instalación.

Recubrimientos de corrosión interna

Se aplicará un recubrimiento de flujo interno que consiste en epoxi líquido a la tubería de línea. Se completarán los análisis de aseguramiento de flujo para determinar si se necesita un recubrimiento de flujo interno para ayudar a lograr los requisitos de aseguramiento de flujo del proyecto.

El recubrimiento interno no se considera un contribuyente a la protección contra la corrosión interna.

Protección Catódica

Además del recubrimiento anticorrosivo externo, se proporciona protección secundaria contra la corrosión para el sistema de tuberías mediante protección catódica. La tubería estará protegida por ánodos de sacrificio tipo pulsera Al-Zn-In. El diseño del ánodo se basará principalmente en DNVGL-RP-F103 2019.

Se requerirá aislamiento eléctrico o aislamiento entre el sistema de tuberías y cualquier conexión, y / u otras instalaciones adyacentes. Se supone que esta junta de aislamiento se ubicará donde se encuentra la ruptura de alcance en tierra y en alta mar en cada cruce de costa. El diseño CP de la tubería de cruce de la costa deberá tener en cuenta que está dentro de una tubería de revestimiento instalada directamente. Los diseños conjuntos de cruce en tierra y aislamiento de tuberías en alta mar están fuera del alcance del sistema de tuberías en alta mar y este BOD.

III.1.2 Proyecto civil-estructural

Datos geofísicos / geotécnicos

El estudio de la ruta está actualmente en progreso para la ruta costa afuera propuesta. Los datos geofísicos y geotécnicos a lo largo de la ruta propuesta se actualizarán una vez que se disponga de los nuevos resultados del estudio de rutas.

Datos geofísicos

La Figura III.1.2-1 y la Figura III.1.2-2 muestran los perfiles preliminares de elevación para las tuberías en alta mar desde Veracruz Norte hasta Dos Bocas. Una vez que se complete la encuesta de tuberías en alta mar, estos perfiles se actualizarán en función de la ruta actualizada.

Figura III.1.2 – 1 MS1 Perfiles de elevación de VN a CTZ

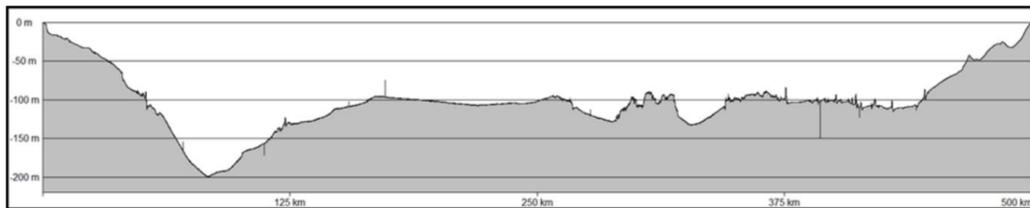
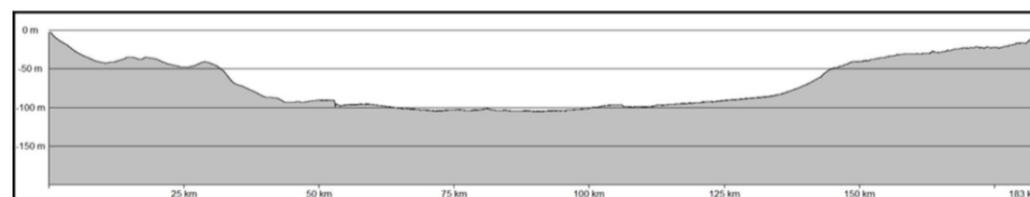


Figura III.1.2 – 2 MS2 Perfiles de elevación de CTZ a DB



Datos Geotécnicos

Actualmente no hay datos geotécnicos disponibles a lo largo de la ruta propuesta del gasoducto en alta mar y en los cruces costeros.

Para los análisis preliminares de estabilidad de tuberías en alta mar, se ha asumido un rango de valores para las condiciones de arcilla y arena. Los parámetros preliminares de diseño geotécnico asumidos se utilizarán hasta que se realice un estudio geotécnico a lo largo de la ruta, los valores se proporcionan en la Tabla a continuación.

Estos valores de suelo arcilloso y arenoso se basan en las condiciones del suelo de un proyecto anterior (SDTT) similar.

Las Figura III.1.2–3, Figura III.1.2–4, y Figura III.1.2–5 muestran los tipos de suelo preliminares (arena o arcilla o roca) a lo largo de las rutas VN a CTZ Manifold, CTZ Manifold a CTZ y CTZ a DB. Es importante tener en cuenta que los datos de estas cifras no han sido verificados por un estudio geotécnico. Una vez que se complete el estudio geotécnico, estas cifras se actualizarán para las rutas VN a CTZ y CTZ a DB.

Tabla III.1.2-1 Datos Geotécnicos Preliminares

Tipo de suelo	Condiciones de suelo	Resistencia al corte de la arcilla sin drenar kPa (psf)	Densidad relativa de la arena %
Arcilla	Suave	3.0 (62.7)	-
	Media	5.0 (104.4)	-
	Dura	10.0 (208.8)	-
Arena	Suelta	-	30
	Media	-	50
	Densa	-	82

Figura III.1.2–3 Perfil de la Ruta con Tipo de Suelo de Veracruz Norte a Coatzacoalcos Manifold

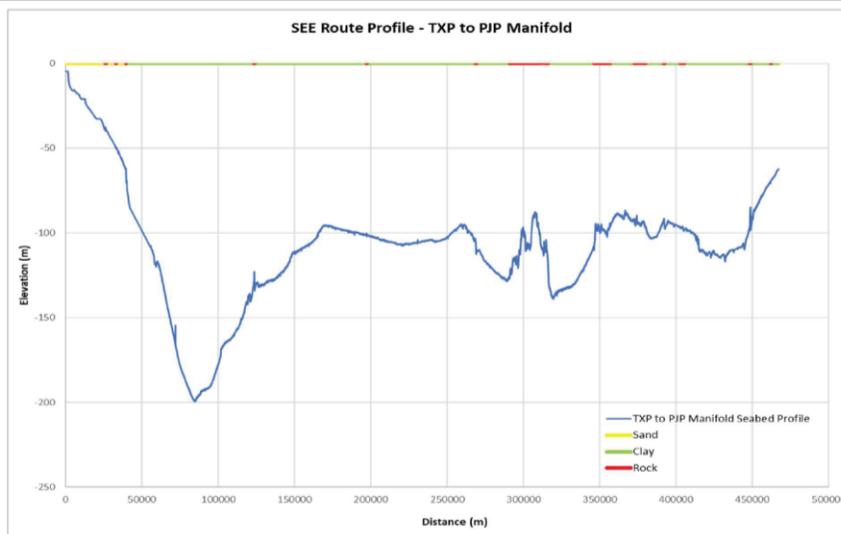


Figura III.1.2-4 Perfil de Ruta con Tipo de Suelo desde Coatzacoalcos Estación de Válvulas hasta Coatzacoalcos Landing

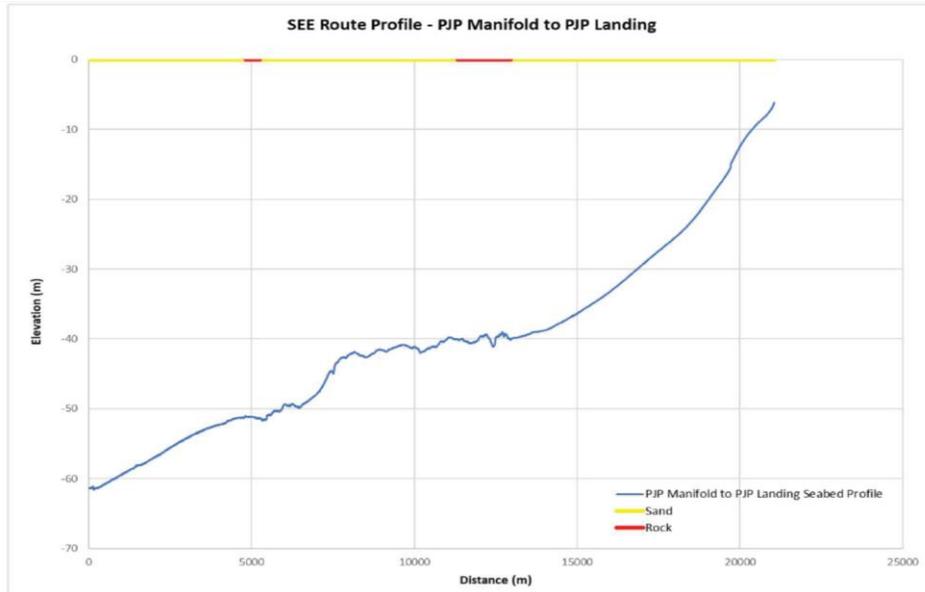
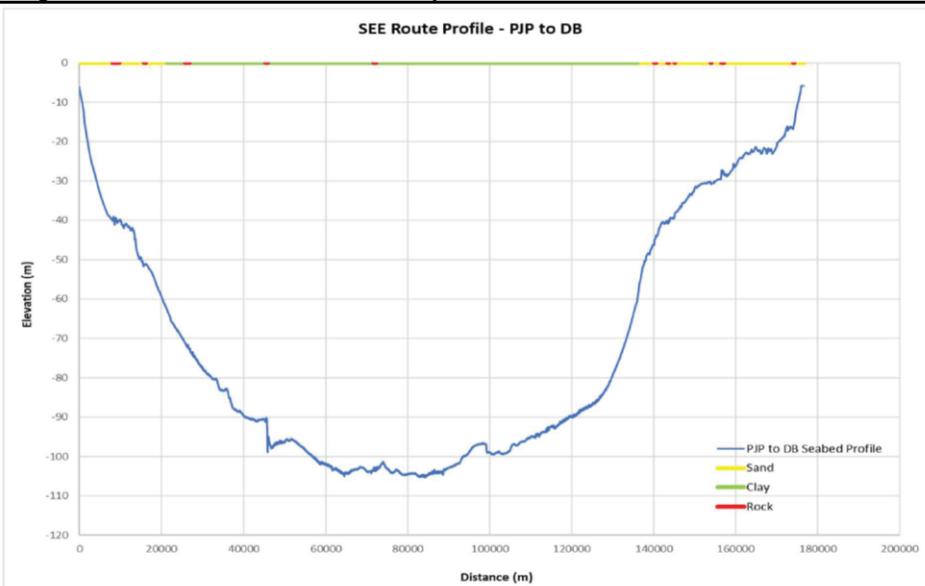


Figura III.1.2 – 5 Perfil de Ruta con Tipo de Suelo desde Coatzacoalcos hasta DB



Construcción/ Requerimientos de instalación

Construcción/Instalación de Tuberías

Dada la tubería de gran diámetro (CWC) y las profundidades del agua a lo largo de la ruta, el método de instalación será S-lay. La instalación de la mayor parte de la ruta de la tubería probablemente requerirá un barco de alta productividad para la instalación de la tubería, operado en posicionamiento dinámico. Los segmentos cercanos a la costa requerirán una barcaza de tubería anclada en aguas poco profundas.

La planificación del proyecto debe mantener un grado de flexibilidad para permitir la instalación de tuberías principales y zonas de arribos cercanas a la costa, ya sea en paralelo o secuencialmente, para optimizar la ejecución del proyecto en vista de la entrega y disponibilidad de tuberías recubiertas y barcos de instalación.

Requerimientos para la excavación de zanjas para el Gasoducto.

Para ciertas profundidades de agua y regiones, el gasoducto requerirá una zanja de enterramiento. Dependiendo del tipo de suelo, esta zanja se puede hacer antes de la instalación de la tubería («zanja previa a la colocación») o después de que la tubería se instale en el fondo marino («excavación de zanjas posteriores a la colocación»). Hay una variedad de equipos de excavación de zanjas, dragado, chorro de presión y excavación que se pueden utilizar.

Se ha asumido que los pozos de salida de cruce de la costa y las transiciones de tuberías se dragarán, y los segmentos restantes de la tubería requerirán bajar la tubería hasta alcanzar 1 m de profundidad de cobertura. También se supone que será necesario rellenar las zanjas dragadas. Para la bajada posterior a la colocación, se requiere que la acción de bajada incruste (entierre) la tubería para garantizar la estabilidad de la tubería.

En profundidades de agua de 5 m (16,4 pies) a 60 m (197 pies), la tubería se instalará en zanjas a una profundidad mínima de cobertura (distancia desde el fondo marino original hasta la parte superior de la tubería) de 0,91 m (3 pies) según API RP 1111. El proyecto utilizará una profundidad de 1 m (3,2 pies) de la cubierta para el diseño.

Además, en profundidades de agua <5 m (16,4 pies), la tubería se instalará en zanjas a una profundidad mínima de cobertura (fondo marino original hasta la parte superior de la tubería) de 3 m (9,8 pies) y se rellenará completamente hasta el fondo marino. Estos requisitos deberán ser confirmados por los reguladores mexicanos. Si es necesario, los requisitos de excavación de zanjas en áreas especiales como ruta de embarcaciones, áreas de anclaje y canales de navegación se determinarán durante las fases futuras del proyecto.

Construcción/instalación de cruces Playeros

El método de cruce de la tubería en cada cruce de la costa está fuera del alcance del trabajo de la tubería en alta mar. Sin embargo, el método final se elegirá con el aporte de Intecsea, las agencias reguladoras, el contratista de instalación de tuberías y los datos geotécnicos en los lugares de cruce de costa elegidos. En esta etapa del proyecto, se ha asumido que el cruce de la costa se completará utilizando tecnología sin zanja de tubería directa para instalar una carcasa. La tubería en alta mar se

arrastrará a través de la carcasa hasta que esté a una determinada distancia de la costa. Después de lo cual se colocará en una zanja abierta. Desde allí se recuperará y comenzará la tubería en alta mar. La carcasa de la tubería directa tendrá un ángulo de salida vertical que requerirá una curva de transición vertical para que la tubería pase al perfil de zanja.

III.1.3 Proyecto mecánico

Criterios de diseño mecánico para tuberías

Los siguientes criterios de diseño se aplicarán al gasoducto en alta mar.

Condiciones de diseño

El diseño del sistema del gasoducto se basará en criterios específicos relativos con su instalación, pruebas hidrostáticas y las condiciones normales de diseño para esfuerzos, tramos libres sin soportes, estabilidad hidrodinámica en el fondo y verificación de resistencia final.

Tolerancia por corrosión

El gas que se transportará a través de la tubería es gas de venta seco y no agrio. Para tener en cuenta la posible corrosión interna debido a la corrosión atmosférica, las condiciones previas a la puesta en marcha y las condiciones de alteración, se utilizará una tolerancia de corrosión asumida de 3 mm (0,118 pulgadas) para el diseño de la tubería. La tolerancia a la corrosión se confirmará como parte del diseño de FEED.

Claros Libres

Los claros libres sin apoyo del Gasoducto pueden ocurrir debido a la batimetría irregular del fondo marino en la que quedará instalado. La longitud máxima admisible del tramo de tubería sin soporte se determinará investigando las siguientes condiciones:

- Vibraciones en línea, producidas por la formación de vórtices
- Vibraciones de flujo cruzado producidas por la formación de vórtices

Las longitudes de claros libres sin apoyo permitidos para el gasoducto deben ser limitadas para evitar las vibraciones inducidas por vórtices (VIV) en línea o flujo cruzado según los criterios dados en DNVGL-RP-F105. Además de las longitudes de claro libre permitidas por VIV, durante el análisis de rugosidad del fondo marino, los esfuerzos y deformaciones resultantes inducidos en el gasoducto se revisarán con respecto a los permisibles indicados en el código gobernante.

Las longitudes de claros admisibles y los análisis de rugosidad del fondo se calcularán para las siguientes condiciones del Gasoducto:

- Instalación (ducto vacío)
- Prueba Hidrostática (ducto inundado)
- Operación (lleno de producto)

En algunos casos, puede que no sea posible limitar el claro libre sin apoyo del gasoducto por debajo de los límites permitidos debido a ondulaciones o características excesivas del fondo marino a lo largo de la ruta del gasoducto. En estos casos, se puede proponer la intervención del fondo marino o se puede realizar una revisión por fatiga. El análisis por fatiga VIV se realizará según el criterio identificado en DNV-RP-F105.

Un estudio de inspección de la ruta se realizará antes de la prueba hidrostática para asegurar la ausencia de claros libres sin apoyo significativos. Si se observan significantes claros libres sin apoyo, se deben tomar medidas apropiadas para mitigar las consecuencias (por ejemplo, relleno de tierra o grava, soportes mecánicos submarinos, soportes utilizando bolsas de cemento/ matrices de concreto y uso de dispositivos de supresión de VIV).

Perfil de la Zanja

Para los segmentos del gasoducto en zanja, la excavación se realizará en gran medida después de la bajada de la tubería y consistirá en la utilización de técnicas y equipos mecánicos o de fluidización del suelo para lograr la profundidad de cobertura requerida según lo determinado por TCE para fines de estabilización y protección. El perfil de la tubería en los segmentos excavados y las tensiones resultantes deben revisarse en tiempo real en caso de que sea necesaria la corrección del perfil antes de desmovilizar el equipo de bajada de la tubería.

Requerimientos de Estabilidad Hidrodinámica

Se verificará la estabilidad de la tubería en el fondo tanto para las condiciones provisionales a corto plazo (instalación / vacío) como para las condiciones de servicio a largo plazo durante toda la vida útil. En el caso de las secciones de la tubería en zanjas, es decir, los segmentos de aproximación a la costa, se comprobará la estabilidad en el fondo únicamente para las condiciones de instalación provisionales (es decir, el período de tiempo entre las operaciones de bajada del gasoducto y la excavación de zanjas). Esto requiere que la tubería tenga su zanja rellena o bajada en un período de tiempo especificado después de la instalación inicial, consulte la Sección III.1.2. La evaluación de la estabilidad se realizará utilizando el software de nivel 2 de PRCI.

Para los análisis de estabilidad hidrodinámica:

- Para la condición de instalación (ducto vacío) se incluirán los siguientes casos de análisis: un periodo de retorno de corriente de 10 años con periodo de retorno de oleaje de 1 año y, periodo de retorno de corriente de 1 año con periodo de retorno de oleaje de 10 años.
- Para la condición de operación (ducto lleno de producto) se utilizarán los siguientes casos de análisis: periodo de retorno de corriente de 100 años con periodo de retorno de oleaje de 10 años y, periodo de retorno de corriente de 10 años con periodo de retorno de oleaje de 100 años.

La gravedad específica mínima de la tubería (SG) fue establecida como 1.3. La estabilidad en el fondo de la tubería se verificará como parte del diseño de la tubería.

Suponiendo que el agua a presión (Jetty) se utiliza para la excavación de zanjas, la fluidificación de los suelos durante las actividades de excavación de zanjas puede causar una mayor densidad del

agua. Se recomienda un SG de tubería igual o superior a 1,6 para evitar la flotación de la tubería durante la excavación de zanjas a chorro (jetty).

Consideraciones de instalación

El gasoducto deberá estar diseñado para soportar, sin daños, todas las condiciones a las que se someterán durante la instalación y la excavación de zanjas. La deformación máxima por flexión en la región de apoyo del gasoducto sobre el lecho marino (sagbend) durante las actividades de tendido no debe ser superior al 0.2% (tanto para análisis estáticos como dinámicos).

La deformación máxima admisible en la región de la curvatura superior (overbend) del ducto durante las actividades de tendido, no debe ser superior al 0.3% (tanto para análisis estáticos como dinámicos).

El potencial de aplastamiento del concreto debe ser revisado con los contratistas de lastrado e instalación.

El recubrimiento de concreto (CWC) deberá aplicarse con un recubrimiento rugoso y adhesivo adecuados para garantizar que el CWC no se deslice bajo las cargas del tensor durante la instalación. Los datos de tensión por tendido de la tubería de 36 pulgadas en alta mar a varias profundidades de agua a lo largo de la ruta serán proporcionados por el contratista de instalación elegido durante las fases futuras del proyecto.

Las tuberías tendrán una transición de pendiente 1:8 para cambios entre espesores de pared.

Estructuras Submarinas y Conexiones

El diseño actual de la tubería del proyecto requiere tres conexiones de tuberías como se muestra en la Figura III.1.3–1, dos conexiones en la ruta MS1 – Veracruz Norte a Coatzacoalcos y una conexión en la ruta MS2 - Coatzacoalcos a Dos Bocas.

En la ruta MS1 – VN a CTZ, se requiere una pieza de tubería para conexión (Tie-in Spool 1) a 22 m de profundidad en Veracruz Norte, y otra pieza de tubería para conexión (Tie-in Spool 2) a 22 m de profundidad de agua en la aproximación a la costa de Coatzacoalcos. En la ruta MS2 – CTZ a DB, se requiere una pieza de tubería para conexión (Tie-in Spool 3) en la aproximación a la costa de Dos Bocas a 22 m de profundidad de agua. Este escenario no considera el uso de estructuras para conectar las tuberías (Pipeline End Terminations, PLETs) ni válvulas. La profundidad de agua de 22 m será confirmada por el contratista de la instalación durante las fases futuras del proyecto.

Si la llegada a tierra en CTZ se retrasa, como caso opcional, es posible que se requieran dos conexiones de tuberías adicionales. Una conexión sería necesaria (Tie-in Spool 5) para conectar MS1 con MS2 sin pasar por CTZ. Una vez que los segmentos de tubería están listos para conectarse con la costa, la conexión de tubería (Tie-in Spool 5) será removido y dos conexiones de tubería (Tie-in Spool 2 en MS1 en la ruta VN - CTZ y el Tie in Spool 4 en MS2 en la ruta CTZ - DB) son requeridos en la llegada a CTZ, estos segmentos se conectan con válvulas (diámetro 36") a PLETs. Estas conexiones de tuberías estarán ubicadas en aguas con 45 m de profundidad.

A lo largo de la tubería MS2, habrá una estructura de conexión en línea (ILT) que se instalará como parte de la línea de 36 pulgadas, la conexión tendrá un ramal de 24 pulgadas con válvula de 24 pulgadas. Esto permitirá conexiones en el futuro.

Para el diseño de los puntos de conexión se tendrá en cuenta la expansión de la tubería debido a la presión y la temperatura. Las comprobaciones de diseño de los puntos de conexión se realizarán de acuerdo con ASME B 31.8.

Figura III.1.3 –1 Gasoductos y Conexiones de Tuberías Arreglo General – Caso Base

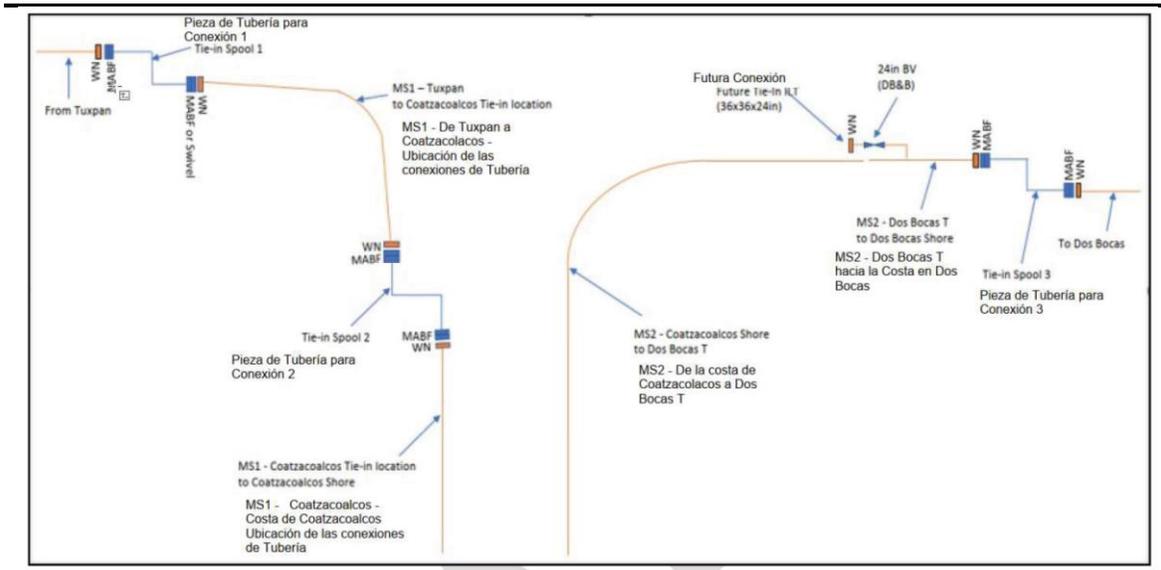
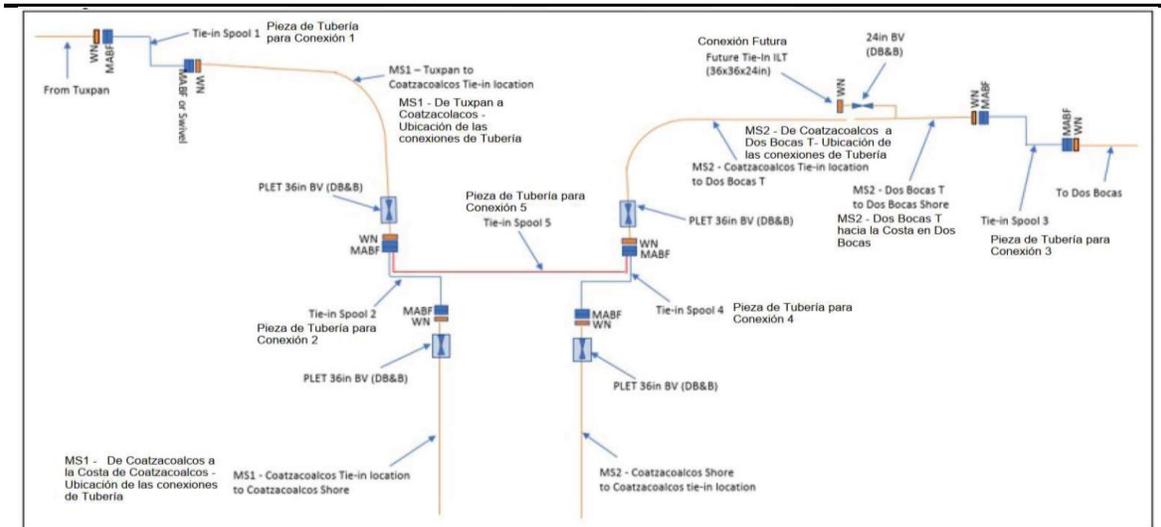


Figura III.1.3 –2 Gasoductos y Conexiones de Tuberías Arreglo General – Caso Opcional



Cruces de Tuberías y Cables Existentes

Se espera que la ruta del caso base proporcionada en la Figura III.1.3 –1 cruce una tubería existente de PEMEX ubicada en alta mar cerca del cruce costero de Tuxpan y tres tuberías existentes cerca de Dos Bocas. El resumen de las tuberías existentes se muestra a continuación en el cuadro Tabla. La tubería existente cerca de Tuxpan está indicada en las cartas náuticas mexicanas, pero hasta ahora no se ha observado en los datos del reconocimiento de la ruta. La tabla de resumen se actualizará cuando se complete el estudio de la ruta TXP-CTZ-DB y si se observan nuevos cruces.

La separación mínima requerida entre tuberías que se cruzan es de 31 cm (12 pulgadas). El diseño garantizará que esta separación se mantenga durante la vida útil del proyecto mediante el uso de una separación de 46 cm (18 pulgadas). El diseño del cruce se proporcionará al propietario de la tubería existente para su aceptación.

Tabla III.1.3–1 Resumen de cruces de tuberías / cables

Ubicación del Cruce	Tubería/Cable	Este (m)	Norte (m)	Profundidad del agua (m)	Ángulo del cruce (°)	Enterrada/Expuesta en el Cruce
Cerca (Near) Tuxpan	Pipeline			47.7	90	Enterrada
Cerca (Near) Dos Bocas	Pipeline			30.6	85	Expuesta
	Pipeline			22.5	38	Expuesta
	Pipeline			22.0	65	Expuesta

COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

Cruces de Playas

El gasoducto submarino en su ruta en aguas mexicanas cruza la playa mexicana cinco veces, incluida la tubería de suministro / descarga de agua. En la dirección del flujo, el oleoducto sale de la costa en Tuxpan, luego regresa a tierra en Coatzacoalcos. Luego sale de la costa en Coatzacoalcos y llega a tierra cerca de Dos Bocas. Las ubicaciones de cada entrada y salida de cruce de costa se determinarán cuando se finalicen las rutas.

El método preliminar de cruce de playa es instalar un tubo de protección utilizando el método de tubería directa. Los diseños de los cruces costeros sin zanja, incluida la junta de aislamiento en cada punto de superficie de cruce de la playa, son considerados parte del alcance de trabajo de Onshore (alcance Terrestre). Sin embargo, la tubería de diámetro nominal 36" que se instalara dentro del tubo de protección (casing) es parte del alcance de trabajo de Offshore. En o cerca del punto donde el gasoducto sale a la superficie en la parte terrestre, habrá una junta o brida de aislamiento entre las tuberías en tierra y en alta mar. Esta ubicación se determinará durante la fase de diseño detallado. Esta ubicación se considera el límite de batería entre el alcance de los diseños de tuberías en alta mar y en tierra.

El ángulo de la tubería marina en el punto de salida para cada cruce requerirá que la tubería tenga una curva de transición vertical donde la tubería pasará del ángulo de salida del cruce de la costa al perfil de la tubería excavada.

El diseño de la curva de transición vertical deberá revisarse utilizando un programa de elementos finitos para el potencial de levantamiento utilizando la temperatura y presión de funcionamiento máximas de la tubería. Los anclajes de tubería se pueden utilizar según sea necesario para garantizar la estabilidad vertical.

Se agregarán detalles adicionales para los lugares de cruce de la costa, los puntos de superficie, la distancia de regreso de la costa, etc. cuando se disponga de información adicional.

III.1.4 Proyecto sistema contra incendio

El **proyecto Gasoducto Extensión Sureste “Etapa II”**, en etapa de diseño (ingeniería FEED), consiste en el desarrollo de los tramos marinos para el gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos y el gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos – Dos Bocas, por lo que no se contempla el desarrollo de un proyecto de sistema contra incendio para estos segmentos, ya que no es aplicable a ductos de transporte.

En el **Anexo 2 “Bases de diseño”** se muestran las bases de diseño autorizadas para el proyecto Gasoducto Extensión Sureste “Etapa II”.

III.2 Descripción detallada del proceso²

El **proyecto Gasoducto Extensión Sureste “Etapa II”** se encuentra actualmente en la fase de definición, por parte de TC Energy, que incluye el concepto de gasoducto en alta mar. El proyecto consiste en el desarrollo de los tramos marinos para el gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos y el gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos – Dos Bocas.

El gasoducto permitiría el transporte de hasta 1,400 MMSCFD de gas natural a varios puntos de entrega en la región sureste de México.

III.2.1 Hoja de seguridad de la sustancia (gas natural)

En la Tabla III.2.1-1 se señalan las sustancias que están contempladas para el **proyecto Gasoducto Extensión Sureste “Etapa II”**, mencionando aquellas que se encuentren en los listados de actividades altamente riesgosas, especificando: sustancia, cantidad máxima de transporte, flujo en m³/s, concentración.

² Manual de procedimiento para la operación, mantenimiento y seguridad TGNH (actualizado), 13/OTC/2021, Rev.C

Tabla III.2.1-1 Sustancias involucradas en el transporte

Sustancia	Riesgo Químico					¿Se encuentra en listados de actividades altamente riesgosas?	Capacidad productiva		Tipo de Contenedor
	C	R	E	T	I		Flujo	Almacenamiento	
Gas natural No. CAS 8006-14-2 (Metano, principal componente)	X		X			Punto I - Segundo Listado Cantidad de reporte a partir de 500 kg (Metano)	<u>Máx.:</u> 449.94 m ³ /s (1376 MMPCSD/ Tuxpan – Coatzacoalcos Segmento Marino) <u>Máx.:</u> 254.07 m ³ /s (777 MMPCSD/ Coatzacoalcos – Dos Bocas Segmento Marino)	No Aplica	No Aplica

En el **Anexo 3 “HDS”** se muestran las hojas de datos de seguridad de las sustancias peligrosas (HDS) y en el **Anexo 4 “DFP”** el diagrama de flujo de proceso para el **proyecto Gasoducto Extensión Sureste “Etapa II”**.

III.2.2 Almacenamiento

El **proyecto Gasoducto Extensión Sureste “Etapa II”**, como se menciona en el apartado III, tiene por objetivo el desarrollo de los tramos marinos para el gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos y el gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos – Dos Bocas. Por lo que para este proyecto no se consideró el almacenamiento de gas natural.

III.2.3 Características de equipos de proceso principal y auxiliares

Para el **proyecto Gasoducto Extensión Sureste “Etapa II”**, no se contempla equipos (principales o auxiliares), ya que consiste únicamente en el desarrollo de los tramos marinos para el gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos y el gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos – Dos Bocas.

En la Tabla III.2.3-1 se describen los tramos marinos del sistema de transporte, correspondiente al gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos y el gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos – Dos Bocas.

Tabla III.2.3-1 Especificaciones del ducto

Nombre del segmento	Origen (km)	Destino (km)	Coordenadas (UTM)				Espesor (in)	Diámetro (in)	Presión de prueba hidrostática (kg/cm ²)	Especificación del ducto	Código de diseño	Presión (kPa)		
			Origen		Destino							Mín.	Normal	Máx.
			X	Y	X	Y								
Gasoducto Veracruz Norte – Coatzacoalcos	0+000	501+300					1.25, 1.375, 1.50	36	1.25 x MAOP	API 5L grado L450 (X65).	ASME B31.8 / API RP 1111	Di: --- Op: 850	Di: --- Op: ---	Di: 2,220 Op: 2,220
Gasoducto Coatzacoalcos - Dos Bocas	0+000	190+700					1.25, 1.375, 1.50	36	1.25 x MAOP	API 5L grado L450 (X65).	ASME B31.8 / API RP 1111	Di: --- Op: 1,166	Di: --- Op: ---	Di: 2,220 Op: 1,403

Di: Diseño. Op: Operación.

--- Información no disponible. **COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.**

Los tramos marinos para el gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos y el gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos – Dos Bocas, contarán con recubrimiento de corrosión externa, fusión bond epoxy (FBE), el cual tiene una buena flexibilidad, resistencia a la desunión catódica y buen funcionamiento hasta los 90 °C (194 °F) en condiciones húmedas. Así mismo, contará con protección catódica a través de ánodos de sacrificio tipo pulsera de Al-Zn-In, los cuales se diseñarán considerando la práctica recomendada DNVGL-RP-F103 2019.

III.2.4 Pruebas de verificación

El **proyecto Gasoducto Extensión Sureste “Etapa II”** se encuentra en etapa de diseño (ingeniería FEED), por lo aún no ha realizado pruebas de verificación, sin embargo, TGNH cuenta con procedimientos que serán utilizados para inspección de los equipos de proceso y tuberías. En la Tabla III.2.4-1 se enlistan los procedimientos de inspección.

Tabla III.2.4-1 Procedimientos de inspección	
Tag de identificación.	Procedimiento
Item ID: 1001828218	TES-WL-APIWL-GL Welding of Pipelines and Facilitiesb (US-MEX) (<i>Soldadura de Tuberías e Instalaciones</i>)
Item ID: 1003107361	TEP-ME-PRES-GL Pressure Testing Procedure (US-MEX) (<i>Procedimiento de prueba de presión</i>)
Item ID: 007381161	TEP-NE-VT-GLE Visual Examination (CAN-US-MEX) (<i>Examinación visual</i>)
Item ID: 000006406	TES-ME-PV1-GLE Pressure Vessels Specification (CAN-US-MEX) (<i>Especificación de recipientes a presión</i>)

En el **Anexo 5 “Procedimientos para pruebas de verificación”** se muestran los procedimientos que serán considerados para las pruebas de verificación en el proyecto Gasoducto Extensión Sureste “Etapa II”.

III.2.5 Descripción del proceso ³

Las secciones del gasoducto marino de la ruta incluyen:

1. La sección 1 se extiende aproximadamente 501.3 km desde una salida cerca de Veracruz Norte, Veracruz hasta un arribo cerca de Coatzacoalcos, Veracruz.
2. La sección 2 se extiende aproximadamente 190.7 km para tocar tierra cerca de Coatzacoalcos, Veracruz hasta la llegada a tierra en Las Flores en Dos Bocas, Tabasco, hacia una DMS con disparos 2 disparos para futuras conexiones.

Los envíos y arribos incluyen:

1. Envío 1 cerca de Veracruz Norte
2. Arribo 2 cerca de Coatzacoalcos. Tenga en cuenta que este arribo incluye dos cruces costeros.

El sistema de transporte Gasoducto Extensión Sureste incluye dos modos de operación:

- Caso Normal

En el Caso Normal el gas natural proviene de la Estación Montegrande operado por TGNH desde el punto de recepción ubicado en Tuxpan, Veracruz. El gas natural entra a un cabezal de NPS 48 en el cual hay tres disparos para CT Palm, Gasoducto Cactus-San Fernando y Gasoducto Tuxpan-Tula, de ese mismo cabezal se harán las preparaciones (Libranza o Hot Tap) para la interconexión a la Estación de Compresión Veracruz Norte, se instalará una Trampa de Envío y una válvula de bloqueo a la salida del Gasoducto, las cuales estarán ubicadas dentro de la Estación de Medición

³ Manual de procedimiento para la operación, mantenimiento y seguridad TGNH (actualizado), 13/OTC/2021, Rev.C

Monte grande.

Desde la Estación de Compresión Veracruz Norte se envía el gas natural hasta la Estación de Compresión Coatzacoalcos a través de la sección 1 marítimo/terrestre del gasoducto Extensión Sureste NPS 36 con un flujo de diseño de 1,390 MMPCD.

Desde la Estación de Compresión de Coatzacoalcos se envía el gas natural hasta la Estación de Medición Dos Bocas (Las Flores) a través de la sección 2 marítimo/terrestre del gasoducto Extensión Sureste NPS 36 con un flujo de diseño de 777 MMPCD, en esta estación de compresión se tiene contemplado dejar disparo(s) futuro(s) en un cabezal con el fin de que se pueda conectar Chinameca y/o Jáltipan (no es alcance de este proyecto).

Desde la Estación de Medición de Dos Bocas (Las Flores) se envía gas natural a la Terminal Marítima y/o Refinería de Dos Bocas, donde se dejará al límite de la propiedad la tubería NPS 36 para interconexión (por otros) del ducto.

- Caso Redundancia o Anormal

No se tiene contemplado en este proyecto ningún caso especial.

III.2.6 Descripción del entorno

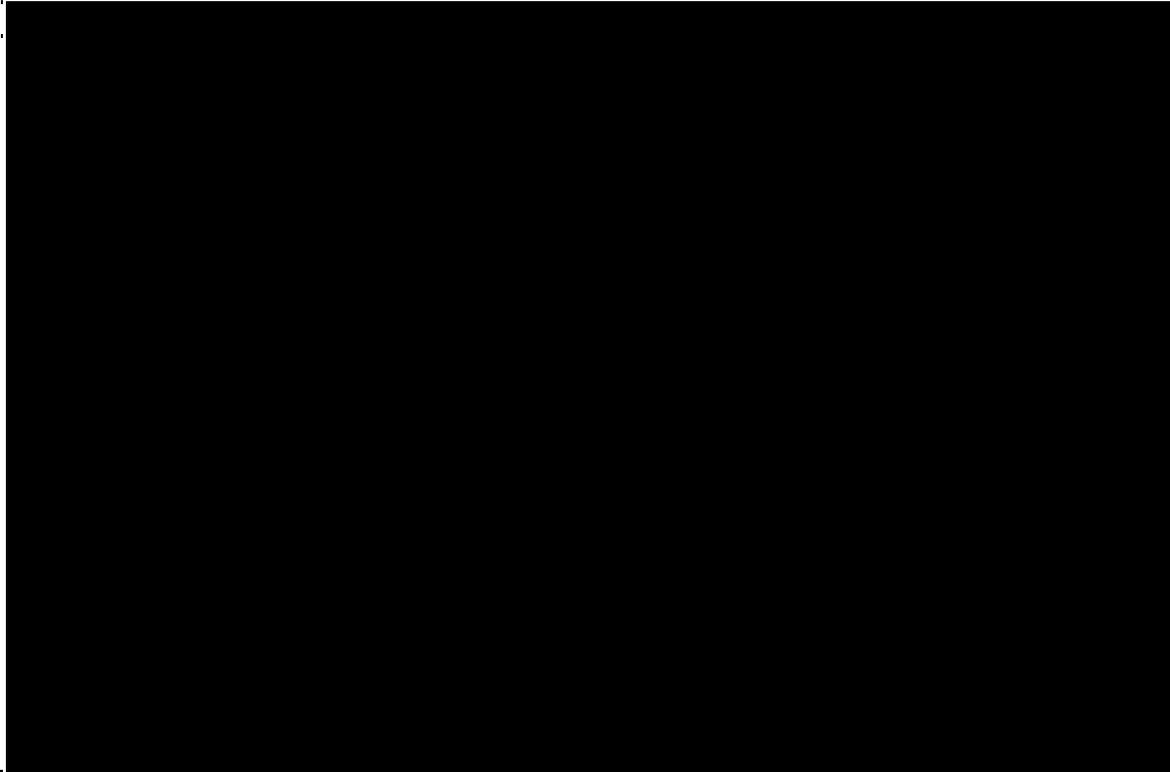
El **proyecto Gasoducto Extensión Sureste "Etapa II"** se ubicará en el Golfo de México, entre los estados de Veracruz y Tabasco; sin embargo, el proyecto estará interconectado con obras en el área terrestre (proyecto Gasoducto Extensión Sureste "Etapa I"): CS/RMS Veracruz Norte y CS Coatzacoalcos en los municipios de Tuxpán y Coatzacoalcos, estado Veracruz y en el municipio de Paraíso (Dos Bocas), estado de Tabasco, respectivamente.

El **proyecto Gasoducto Extensión Sureste "Etapa II"**, consiste en la construcción de un gasoducto mar adentro de 36" DN, dividido en dos secciones, las que en conjunto tendrán una longitud total aproximada de 692.0 km:

- Gasoducto 36" Segmento Veracruz Norte – Coatzacoalcos: se extenderá aproximadamente 501.3 km desde la llegada a tierra en Tuxpan, Veracruz, hasta la llegada a tierra en Coatzacoalcos, Veracruz.
- Gasoducto 36" Segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas: se extenderá aproximadamente 190.70 km desde la landfall en Coatzacoalcos, Veracruz, hasta la landfall (llegada a tierra) en Paraíso, Tabasco (Dos Bocas).

En el **Anexo 6 Ubicación del proyecto** se incluyen planos de ubicación y listado de coordenadas UTM (Zona 14N y 15N, Datum WGS84) del **proyecto Gasoducto Extensión Sureste "Etapa II"**.

En la Figura III.2.6-1 se muestra la ubicación general del **proyecto Gasoducto Extensión Sureste "Etapa II"**.

UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.**Vías de acceso**

El **proyecto Gasoducto Extensión Sureste "Etapa II"** solo considera obras en el área marina, por lo que el transporte de material y personal se realizará a través de embarcaciones siguiendo rutas de navegación establecidas por la Secretaría de Infraestructura, Comunicaciones y Transportes (SCT) y la Secretaría de Marina, las cuales tienen como punto de partida los diferentes puertos marinos localizados en el Golfo de México.

Vinculación con Programas de Desarrollo Urbano municipal, estatal o nacional

Los planes/programas de desarrollo son el pilar del gobierno que presenta de manera articulada el conjunto de acciones relevantes y estratégicas que, con base en las demandas y necesidades de la ciudadanía, delinea propuestas y alternativas de cara a los grandes retos de un entorno dinámico y complejo, con problemáticas que requieren de respuestas eficaces y socialmente pertinentes.

Segmento Gasoducto 36" Veracruz Norte – Coatzacoalcos

- *Plan Veracruzano de Desarrollo 2019 - 2024*

El Plan Veracruzano de Desarrollo (PVD) 2019 - 2024 contiene la dirección política, cuyo criterio esencial da sustento a los objetivos y guías básicas de los programas de las dependencias y organismos descentralizados. Así también, las estrategias y acciones específicas del gobierno, las cuales están en razón de garantizar el respeto a los derechos humanos, la justicia social, la

austeridad republicana, la transparencia y rendición de cuentas, la erradicación de la corrupción, trabajar con miras al desarrollo sostenible, la seguridad y el bienestar.

El plan tiene como principal objetivo el bienestar de lo público, lo privado y lo social; aspectos que serán atendidos a través de los programas específicos de las distintas secretarías, pertenecientes a la administración pública del gobierno de Veracruz. Adicionalmente, el Plan Veracruzano de Desarrollo se encuentra plenamente integrado a los Objetivos de Desarrollo Sostenible del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo mejor conocido como Agenda 2030 (A2030).

El Plan Veracruzano de Desarrollo 2019 – 2024 se construyó con una visión de planificación institucional para implementar políticas públicas articuladas, a partir de un modelo de gestión gubernamental a fin de transformar la situación actual del Estado. En cuanto a su proyección y para garantizar su congruencia, el PVD 2019 - 2024 vincula dos niveles: el ejecutivo y el sectorial. En el primero se formularon 16 objetivos y estrategias, 91 líneas de acción y 78 indicadores integrados inéditamente dentro de este instrumento rector. En la Figura III.2.6-2 se presenta la integración del Plan Veracruzano de Desarrollo 2019 – 2024.

Los ejes transversales del PVD son:

- Cultura de Paz y Derechos Humanos que permitan de forma interrelacionada la paz social y el orden público entre las y los veracruzanos y sus instituciones, con la finalidad de que prevalezca un ambiente de tranquilidad social a partir del ejercicio del Estado de Derecho.
- Honestidad y Austeridad en la planeación, organización, manejo y uso de los recursos humanos, materiales, financieros y de informática del Estado, así como en todas las áreas del desarrollo del proceso de gestión del gobierno, a través de sus servidores públicos y la toma de decisiones en las diferentes instituciones que integran la administración pública, con la finalidad, en todo momento, del bienestar de la sociedad veracruzana.

Figura III.2.6-2 Integración del Plan Veracruzano de Desarrollo 2019 - 2024



Fuente: Plan Veracruzano de Desarrollo (PVD) 2019 - 2024

Tres son los Ejes Generales definidos para el Plan Veracruzano de Desarrollo 2019-2024: Derechos Humanos (Eje A), Desarrollo Económico (Eje B) y Bienestar Social (Eje C). Su articulación permitirá organizar e implementar las intervenciones públicas al interior de su estructura administrativa, con el objetivo de ordenar y armonizar el nivel de planeación institucional correspondiente a los 16 Programas Sectoriales.

El **proyecto Gasoducto Extensión Sureste "Etapa II"** incide en el eje de Política Económica del Plan Veracruzano de Desarrollo 2019 – 2024, los siguientes son los aspectos más relevantes:

II. Política Económica

La importancia estratégica de Veracruz en el escenario económico nacional es innegable y resulta fundamental para el desarrollo de nuestro país. En 2017, la entidad aportó 4.6% al Producto Interno Bruto (PIB) y se posicionó como la quinta economía a nivel nacional, con un PIB per cápita de 115 mil 167 pesos, cifras alentadoras, en algunos casos por encima de los promedios nacionales. Sin embargo, Los beneficios y logros de dichos avances, no se extienden a toda la población veracruzana.

Los retos económicos que enfrenta Veracruz en el futuro inmediato y en el largo plazo implican la conjunción de esfuerzos individuales y colectivos, vinculados a procesos de planeación estructurados, en los cuales las prioridades estarán dirigidas a fortalecer la economía del Estado, incentivar sus riquezas culturales y materiales, generar las oportunidades de ingreso, así como el rediseño y ajuste tanto de sus instituciones públicas como del gasto corriente de la entidad.

Específicamente en lo económico, lo laboral y las finanzas públicas, el conjunto de factores son precisos: crecimiento económico en beneficio de todos sus habitantes; participación de nuevas inversiones en economía; desarrollo de capacidades para las Unidades Económicas asentadas en la entidad; generación de empleos formales y mejor remunerados para disminuir las brechas de desigualdad social y laboral de la sociedad; incremento de los índices de productividad laboral para recibir con justicia más dinero por hora trabajada; abatimiento del porcentaje de veracruzanos en pobreza laboral; disminución de la dependencia de los recursos federales y de deuda con respecto al Producto Interno Bruto.

Objetivo 1. Definir los Programas y Políticas Públicas Estatales dirigidos a la mejora del crecimiento económico sostenible e inclusivo a través de la innovación, el emprendimiento, la participación de la sociedad en su conjunto y de las administraciones estatal y municipal, garantizando la transparencia de las Finanzas Públicas.

Estrategia. Promover las inversiones en la entidad a nivel nacional e internacional, propiciando su desarrollo sostenible, la generación de empleos formales, así como el apoyo al sector microempresario y emprendedor mediante la gestión de recursos públicos y privados, con Perspectiva de Género que reduzca las brechas de desigualdad.

Líneas de acción

- Promover la competitividad estatal a partir de una política de desarrollo regional y sostenible, con la participación de los diferentes actores económicos y sociales.
- Impulsar proyectos gubernamentales en conjunto con la iniciativa privada.
- Incentivar la asociación entre inversionistas extranjeros y empresariado local para consolidar sociedades comerciales benéficas para la comunidad.
- Promover el desarrollo industrial y tecnológico del Estado, a partir de la infraestructura portuaria y los servicios asociados de competencia estatal.

Objetivo 2. Impulsar fuentes de empleo, garantizar trabajo digno y fortalecer la justicia laboral.

Estrategia. Facilitar el acceso de la población a oportunidades de empleo en empresas reguladas bajo las normas jurídicas de trabajo establecidas, garantizando el respeto a los Derechos Humanos, con enfoque de igualdad sustantiva y no discriminación.

Líneas de acción

- Procurar las condiciones laborales de los trabajadores y centros de trabajo con apego a Ley, incluyendo la atención a la población migrante.
- Promover la capacitación laboral diferenciada conforme a las necesidades detectadas en cada región, con base en la vocación productiva y de atención a la población jornalera migrante.

Objetivo 3. Impulsar la obra pública del Estado para fortalecer la infraestructura estatal, generando una integración económica y territorial que contribuya al bienestar social de la Entidad.

Estrategia. Invertir en infraestructura básica para fomentar el bienestar económico y social de cada región.

Líneas de acción

- Rehabilitar carreteras para la óptima movilidad de la población y del turismo estatal y nacional.
- Construir vías de comunicación que conecten las regiones del norte, centro y sur del Estado.

Redireccionar el gasto de inversión e infraestructura aplicando criterios transparentes para la asignación de obra pública que impulse el desarrollo de empresas veracruzanas.

El proyecto contribuirá al crecimiento económico de una de las cinco regiones económicas más importantes de Veracruz, la Ciudad de Coatzacoalcos. A partir de la realización del proyecto, se detonará la derrama económica de la región a través de la creación de empleos temporales y permanentes.

Segmento Gasoducto 36" Coatzacoalcos - Dos Bocas

- *Plan Estatal de Desarrollo Tabasco (PLED) 2019 - 2024*

El Plan Estatal de Desarrollo (PLED) 2019-2024, es un documento que resulta de la participación democrática de la sociedad, que permitirá orientar el gasto público, mediante una planeación que determina las prioridades, programas y proyectos para alcanzar el objetivo principal, que es el bienestar del pueblo. El PLED 2019-2024, se integra de tres grandes ejes rectores, a saber:

1. Seguridad, justicia y estado de derecho.
2. Bienestar, educación y salud.
3. Desarrollo económico.

Así como de los ejes transversales siguientes:

4. Inclusión e igualdad sustantiva.

5. Combate a la corrupción y mejora de la gestión pública.
6. Ordenamiento territorial y desarrollo sostenible.

Los Ejes Rectores prospectan en una visión, las políticas públicas, programas, proyectos y acciones estratégicas de los sectores que por los fines que persiguen, coordinan esfuerzos y estrategias para resolver problemáticas comunes. Por su parte, los Ejes Transversales, impulsan condiciones para el desarrollo, mediante el diseño de políticas públicas que resuelvan problemáticas que por su complejidad exigen la atención y el trabajo coordinado de todas las dependencias de la Administración Pública Estatal.

Vinculación de los ejes rectores y ejes transversales con el desarrollo del proyecto

Eje Rector 3. Desarrollo económico

3.3. Desarrollo económico y competitividad

Tabasco tendrá una cultura de negocios competitiva, a través de procesos y políticas vanguardistas de gobernanza regulatoria, será líder en atracción de inversiones nacionales y extranjeras, fortalecerá la creación, integración y consolidación de las micro, pequeñas y medianas empresas, a través de la vinculación que realizará con el sector educativo y de investigación, con los que desarrollará procesos innovadores y tecnologías propias en los productos endémicos que generarán mayor valor e impulsarán la creación de empleos, el consumo local de sus productos y aumentarán la oferta exportable.

3.3.3. Objetivos estrategias y líneas de acción

3.3.3.1. Incrementar la infraestructura industrial en el estado que estimule la generación de empleos de calidad.

3.3.3.1.1. Lograr proyectos de diversas vocaciones productivas.

3.3.3.2. Incrementar la atracción de inversión local, nacional e internacional en la entidad.

3.6. Desarrollo energético y energías renovables

Tabasco será la capital energética de México, donde convivirán de manera armónica las empresas productivas del estado, actores públicos, privados del sector y las comunidades donde se desarrollarán sus actividades; asimismo, las empresas y el capital humano local se encontrarán participando activamente en la cadena de valor del sector energético que se desarrollará en la entidad; se contará con un mejor suministro de energía eléctrica, una tarifa justa y transitará hacia el uso de energías limpias.

3.6.3. Objetivos, estrategias y líneas de acción

3.6.3.2 Mitigar los impactos sociales y ambientales generados por las actividades del sector energético en el estado.

3.6.3.2.1. Contribuir a mejorar las relaciones entre empresas y comunidades del área de influencia de las actividades energéticas.

3.6.3.2.2. Promover acciones para el desarrollo social en las comunidades donde se realizan actividades de la industria energética.

Eje transversal 6. Ordenamiento Territorial y Desarrollo Sostenible

En Tabasco se consolidarán las bases para un desarrollo sostenible de largo plazo mediante la aplicación estricta de las políticas públicas de gestión ordenada del territorio para la sostenibilidad.

El **proyecto Gasoducto Extensión Sureste "Etapa II"** está vinculado con ambos ejes debido a la generación de empleos directos e indirectos, lo que contribuirá en el desarrollo económico e industrial. Así también se vincula al desarrollo sostenible debido al cuidado del medio ambiente que se realizará en cada una de las etapas del proyecto y al aprovechamiento sustentable de los recursos naturales.

- *Plan Nacional de Desarrollo 2019 - 2024*

El Plan Nacional de Desarrollo 2019 - 2024 un instrumento para enunciar los problemas nacionales y enumerar las soluciones en una proyección sexenal. El PND 2019 - 2024 tiene tres ejes rectores:

- I. Política y Gobierno
- II. Política Social
- III. Economía

En la Tabla III.2.6-2 se enlistan los ejes rectores y los temas estratégicos del Plan Nacional de Desarrollo.

Tabla III.2.6-1 Ejes rectores y temas estratégicos del Plan Nacional de Desarrollo 2019 - 2024	
Eje Rector	Tema
1. Política y Gobierno	Erradicar la corrupción, el despandio y la frivolidad
	Recuperar el estado de derecho
	Separar el poder político del poder económico
	Cambio de paradigma en seguridad
	i. Erradicar la corrupción y reactivar la procuración de justicia.
	ii. Garantizar empleo, educación, salud y bienestar.
	iii. Pleno respeto a los derechos humanos.
	iv. Regeneración ética de las instituciones y de la sociedad.
	v. Reformular el combate a las drogas.
	vi. Empezar la construcción de la paz.
	vii. Recuperación y dignificación de las cárceles.
viii. Articular la seguridad nacional y reorientar las Fuerzas Armadas.	
ix. Establecer la Guardia Nacional.	
x. Coordinaciones nacionales, estatales y regionales.	
xi. Estrategias específicas.	
	Hacia una democracia participativa.
	Revocación del mandato.
	Consulta popular.
	Mandar obedeciendo.
	Política exterior: recuperación de los principios.
	Migración: Soluciones de raíz.
	Libertad e Igualdad.

Tabla III.2.6-1 Ejes rectores y temas estratégicos del Plan Nacional de Desarrollo 2019 - 2024

Eje Rector	Tema
2. Política Social	Construir un país con bienestar. Desarrollo sostenible. Programas <ol style="list-style-type: none"> i. El Programa para el Bienestar de las Personas Adultas Mayores. ii. Programa Pensión para el Bienestar de las Personas con Discapacidad. iii. Programa Nacional de Becas para el Bienestar Benito Juárez. iv. Jóvenes Construyendo el Futuro. v. Jóvenes escribiendo el futuro. vi. Sembrando vida. vii. Programa Nacional de Reconstrucción. viii. Desarrollo Urbano y Vivienda. ix. Tandas para el bienestar.
	Derecho a la educación. Salud para toda la población. Instituto Nacional de Salud para el Bienestar. Cultura para la paz, para el bienestar y para todos.
3. Economía	Detonar el crecimiento. Mantener Finanzas Sanas No más incrementos impositivos. Respeto a los contratos existentes y aliento a la inversión privada. Rescate del sector energético. Impulsar la reactivación económica, el mercado interno y el empleo. Creación del Banco del Bienestar. Construcción de caminos rurales. Cobertura de internet para todo el país. Proyectos Regionales Aeropuerto Internacional "Felipe Ángeles" en Santa Lucía Autosuficiencia alimentaria y rescate del campo Ciencia y tecnología El deporte es salud, cohesión social y orgullo nacional

Fuente: Plan Nacional de Desarrollo 2019 – 2024.

Vinculación de los ejes rectores y temas estratégicos con el desarrollo del proyecto:

2. Política Social

Desarrollo sostenible

El gobierno de México está comprometido a impulsar el desarrollo sostenible, que en la época presente se ha evidenciado como un factor indispensable del bienestar. Se le define como la satisfacción de las necesidades de la generación presente sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades. Esta fórmula resume insoslayables mandatos éticos, sociales, ambientales y económicos que deben ser aplicados en el presente para garantizar un futuro mínimamente habitable y armónico. El hacer caso omiso de este paradigma no sólo conduce a la gestación de desequilibrios de toda suerte en el corto plazo, sino que conlleva una severa violación a los derechos de quienes no han nacido. Por ello, el Ejecutivo Federal considerará en toda circunstancia los impactos que tendrán sus políticas y programas en el tejido social, en la ecología y en los horizontes políticos y económicos del país. Además, se guiará por una idea de desarrollo que subsane las injusticias sociales e impulse el crecimiento económico sin provocar afectaciones a la convivencia pacífica, a los lazos de solidaridad, a la diversidad cultural ni al entorno.

En este sentido es necesario resaltar que el proyecto se inscribe en el paradigma del desarrollo sostenible pues tiene como objetivo llevar a cabo el desarrollo del proyecto poniendo especial énfasis en los aspectos ambientales, para lo cual se han identificado los posibles impactos ambientales que pudieran ocasionarse con el desarrollo del proyecto, así como también se han propuesto diversos programas y medidas a fin de prevenir, evitar, compensar y reducir al mínimos los impactos ambientales que se pudieran generar al ambiente.

3. Economía

Respeto a los contratos existentes y aliento a la inversión privada

El gobierno federal respetará los contratos suscritos por administraciones anteriores, salvo que se comprobara que fueron obtenidos mediante prácticas corruptas, en cuyo caso se denunciarán ante las instancias correspondientes. Se alentará la inversión privada, tanto la nacional como la extranjera, y se establecerá un marco de certeza jurídica, honestidad, transparencia y reglas claras.

Impulsar la reactivación económica, el mercado interno y el empleo

Una de las tareas centrales del actual gobierno federal es impulsar la reactivación económica y lograr que la economía vuelva a crecer a tasas aceptables. Para ello se requiere, en primer lugar, del fortalecimiento del mercado interno, lo que se conseguirá con una política de recuperación salarial y una estrategia de creación masiva de empleos productivos, permanentes y bien remunerados. Hoy en día más de la mitad de la población económicamente activa permanece en el sector informal, la mayor parte con ingresos por debajo de la línea de pobreza y sin prestaciones laborales. Esa situación resulta inaceptable desde cualquier perspectiva ética y perniciosa para cualquier perspectiva económica: para los propios informales, que viven en un entorno que les niega derechos básicos, para los productores, que no pueden colocar sus productos por falta de consumidores, y para el fisco, que no puede considerarlos causantes.

De acuerdo con lo anterior, el proyecto cumple con los temas estratégicos del PND por medio de la reactivación de la economía del país, creación de empleos, ampliación, mantenimiento y mejora continua de la infraestructura petrolera a nivel nacional e inyección de inversión en México.

- *Programa de Ordenamiento Ecológico General del Territorio.*

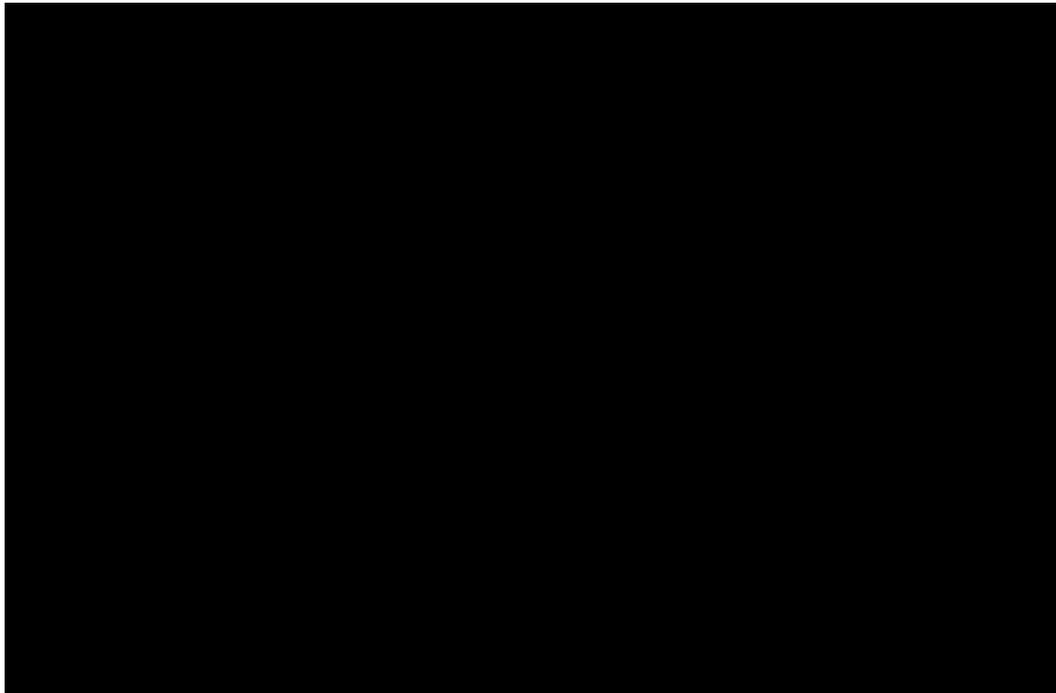
El Programa de Ordenamiento Ecológico General del Territorio (POEGT) fue publicado en el Diario Oficial de la Federación el 7 de septiembre de 2012. Tiene el propósito de regionalizar ecológicamente el territorio nacional en su conjunto, para poder determinar claramente los lineamientos y estrategias ecológicas que preserven, protejan, restauren y propicien el aprovechamiento sustentable de los recursos naturales, a través de acciones coordinadas e integrales entre los distintos niveles de gobierno y la sociedad, que permitan la articulación de las políticas, programas y acciones para enfrentar los retos en materia ambiental, frenar el deterioro y avanzar en la conservación y aprovechamiento sustentable del territorio nacional. El Acuerdo por el que se expide el POEGT, establece, entre otros puntos, lo siguiente:

- El POEGT es de observancia obligatoria en todo el territorio nacional y vinculará las acciones y programas de la Administración Pública Federal y las entidades paraestatales en el marco del Sistema Nacional de Planeación Democrática, quienes deberán observarlo en sus

programas operativos anuales, en sus proyectos de presupuestos y en sus programas de obra pública.

- El POEGT promueve un esquema de coordinación y corresponsabilidad entre los sectores de la Administración Pública Federal (a quienes está dirigido este Programa) que permite generar sinergias y propiciar un desarrollo sustentable en cada una de las regiones ecológicas identificadas en el territorio nacional.
- Por su escala y alcance, el POEGT no tiene como objetivo autorizar o prohibir el uso del suelo para el desarrollo de actividades sectoriales. Cada sector tiene sus prioridades y metas, sin embargo, en su formulación e instrumentación, los sectores adquieren el compromiso de orientar sus programas, proyectos y acciones de tal forma que contribuyan al desarrollo sustentable de cada región.

De lo anterior se desprende que le corresponde a la Administración Pública Federal y a las Entidades Paraestatales, la formulación e instrumentación del POEGT; no obstante, y a la escala en la que se presentan las Unidades Ambientales Biofísicas (1:2,000,000)⁴, se llevó a cabo la revisión de este instrumento de planeación identificando que el **proyecto Gasoducto Extensión Sureste "Etapa II"** se encuentra ubicado en el mar territorial del Golfo de México, sin que este incida en alguna Unidad Ambiental Biofísica (ver Figura III.2.6-3).



UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

⁴ Programa de Ordenamiento Ecológico General del Territorio (POETG), Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. Página consultada el 27 junio 2022 [Programa de Ordenamiento Ecológico General del Territorio \(POETG\)](#) | [Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales](#) | [Gobierno](#) | [gob.mx](#) ([www.gob.mx](#))

III.2.6.1 Aspectos ambientales⁵

Este apartado tiene por objetivo caracterizar los aspectos ambientales del Sistema Ambiental Regional (SAR), contemplando las condiciones actuales que prevalecen en el área del proyecto, en relación a los aspectos abióticos y bióticos.

Considerando que el proyecto se emplazará en el medio marino, específicamente en una porción de la plataforma continental, es necesario analizar aquellos procesos de gran escala que influyen sobre la hidrodinámica actual de la plataforma continental.

La mayor parte del proyecto incidirá en el Golfo de México (GM), el cual se caracteriza por ser una cuenca semicerrada, formada por la plataforma y el talud continental, y de la planicie abisal.

El intercambio entre las masas de aire frío y seco que provienen del continente, y las masas de aire propias del Golfo, de origen marítimo y tropical, provoca una fuerte frontogénesis (Nortes) entre los meses de octubre a abril. Durante el verano esta región es afectada por tormentas tropicales, de las cuales 60% tiene intensidades de huracán. Estos son parte de los procesos que promueven la mezcla y producción primaria junto con los grandes giros y otras estructuras de mesoescala.

Bajo este contexto, para el presente proyecto, el GM representa un *Área de Referencia* en donde suscitan las corrientes y vientos regionales, así como la presencia de eventos hidrometeorológicos, los cuales a su vez influyen en los procesos hidrodinámicos más puntuales en el SAR y el proyecto.

Es importante aclarar que el *Área de Referencia* no representa un área de influencia del proyecto pues como se señaló en los párrafos anteriores, el *Área de Referencia* tiene por objetivo identificar los procesos de gran escala que influyen en la dinámica del funcionamiento del SAR, tales como los procesos hidrodinámicos de gran escala.

Dada la ubicación del proyecto dentro del medio marino, la delimitación del SAR considera como criterios los rasgos geomorfológicos y procesos físicos regionales, y su análisis permitió establecer los siguientes límites del Sistema Ambiental Regional:

- El límite noroeste y sureste del SAR está delimitado por los patrones de circulación de corrientes sobre la plataforma continental, la cual se rige por dos temporadas: Otoño-Invierno y Primavera-Verano.
- El límite hacia el mar abarca la plataforma continental, desde la línea de costa, hasta la isobata de los 200 m de profundidad.
- El límite hacia la zona litoral está definido por la línea de costa.

Sistema Ambiental Regional (SAR)

A continuación, se describen brevemente cada uno de los aspectos abióticos de delimitación del SAR.

- Geomorfología

Los rasgos geomorfológicos que se consideraron en la delimitación del SAR fueron el límite de la Plataforma continental y el límite de la línea de costa.

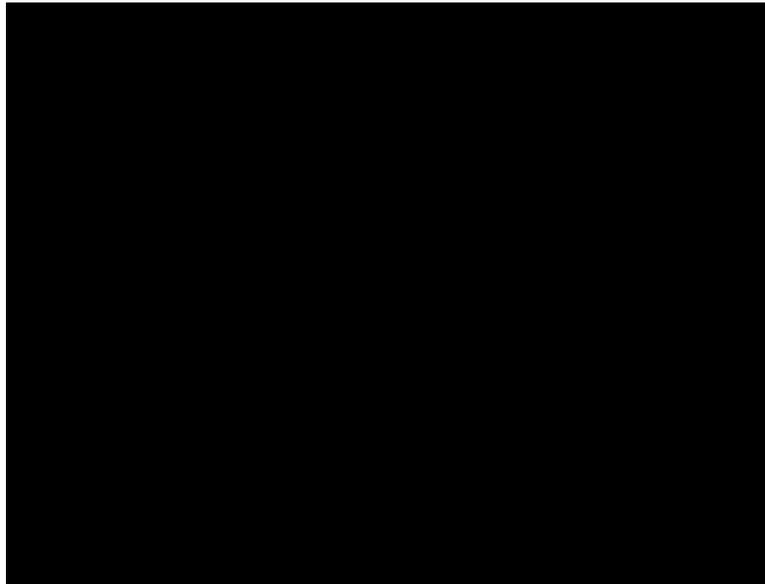
⁵ Para el desarrollo de este apartado se consideró lo plasmado en la Manifestación de Impacto Ambiental, Modalidad Regional Gasoducto Extensión Sureste "Etapa II", Junio 2022.

La plataforma continental abarca desde la línea de costa hasta la isobata de los 200 m de profundidad. Su ancho es variable, alcanzando hasta 50 km frente a Tamaulipas, Tamiagua, Coahuila y Tabasco, y entre 6 y 16 km frente a la zona volcánica de los Tuxtlas, Ver. En la zona de la plataforma continental tienen lugar los procesos físicos más relevantes desde el punto de vista del transporte y dinámica sedimentaria.

El otro rasgo geomorfológico que se consideró en la delimitación del SAR es la línea de costa, y representa el límite entre la tierra firme y las aguas de mares y lagos. Convencionalmente se traza por el nivel medio de mareas, y es una zona en constante transformación a causa de las oscilaciones del nivel de superficie libre del agua por influencia de las mareas, vientos, corrientes de oleaje y procesos tectónicos.

En la Figura III.2.6.1-1 se muestran los rasgos geomorfológicos del GM, considerados en la delimitación del SAR.

UBICACIÓN DEL
PROYECTO, ART 113
FRACCIÓN I DE LA
LGTAP
Y 110 FRACCIÓN I DE LA
LFTAIP.



- Procesos Físicos

Otro criterio utilizado para delimitar el SAR, involucra los procesos físicos que actúan en los diferentes rasgos del ambiente sedimentario.

Para establecer los límites Noroeste y Sureste del SAR, se consideraron los patrones de circulación sobre la plataforma continental. Bajo el criterio de que la circulación sobre la plataforma se rige por dos temporalidades, Otoño-Invierno y Primavera-Verano. Para determinar el límite del SAR considerando los patrones de circulación de corrientes para ambas temporadas, es que se implementó un modelo de transporte de sedimentos.

Línea base del Área de Referencia (Golfo de México)

El Golfo de México, representa un Área de Referencia de mayor dimensión que el SAR, y que tiene por objetivo identificar los procesos de gran escala que influyen en el funcionamiento hidrodinámico espacio – temporal del SAR. Para efecto de lo anterior, se describirán los procesos regionales del GM.

- Geomorfología

El GM es una cuenca semicerrada dentro de la placa norteamericana. Se caracteriza por ser una provincia geológica tectónicamente estable, en la que se han depositado grandes cantidades de sedimentos terrígenos y pelágicos. En el GM se reconocen con precisión las principales mega estructuras del océano, que corresponde a tres elementos principales de la corteza continental (granítica): la plataforma continental, el talud continental y el pie de continente; y a mayor profundidad se encuentra la planicie abisal sobre la corteza oceánica (basáltica).

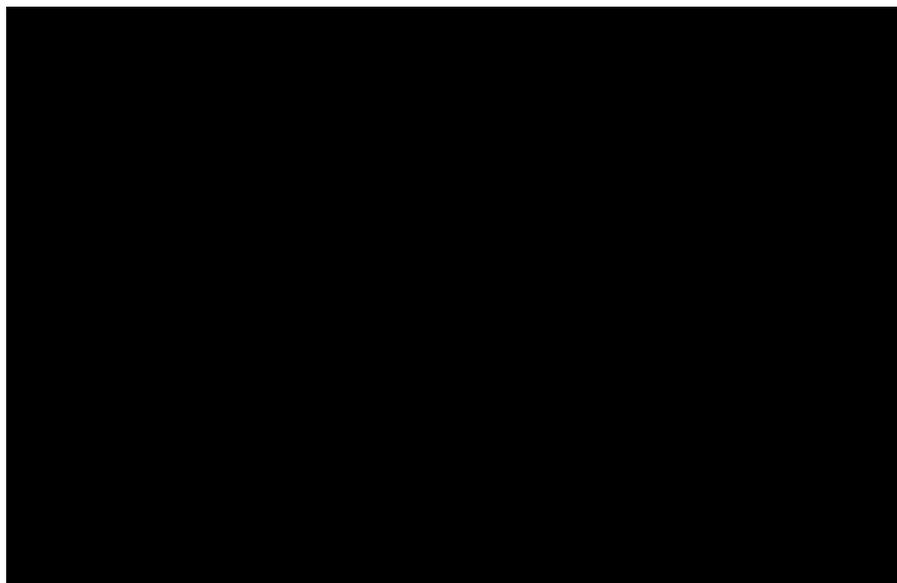
La plataforma continental del GM en la generalidad es una superficie nivelada, que corresponde al rasgo de llanura costera, de relieve suave con pequeñas elevaciones. Se identifican desniveles del orden de 0,5 m. Los sedimentos predominantemente terrígenos son producto del acarreo de los ríos por sus abundantes corrientes fluviales.

Al borde de la plataforma continental, cambia la pendiente e inicia el talud continental delimitado a los 200 m de profundidad. El relieve del Talud es complejo y se clasifica por su aspecto cambiante en el que se observan mesetas, cordilleras y escarpes con cañones intermedios.

El pie del continente del GM es una planicie inclinada, con 1.5° en la parte superior y desciende a 10°. Su relieve es el de un manto continuo de sedimentos provenientes de las desembocaduras de cañones submarinos, y que también se forman por procesos gravitacionales en el talud y por la sedimentación en el fondo oceánico.

La planicie abisal conocida como planicie abisal o llanura de Sigsbee se define desde los 3,600 m de profundidad, y presenta dos zonas deprimidas de 3,741 y 3,735 m, limitadas por domos salinos de hasta 200 a 300 m de altura. Representa el techo de 9 km de sedimentos. El origen de los sedimentos son el río Bravo y los sedimentos del Plioceno – Pleistoceno de Mississippi.

El SAR y el área del proyecto incidirán en el área de la plataforma continental más estrecha (frente a los estados de Veracruz y Tabasco) en donde la amplitud va de los 16-32 km con una profundidad máxima de 200 m (ver Figura III.2.6.1-2).



UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

- Condiciones atmosféricas

Las condiciones meteorológicas del GM determinan, en gran medida, sus características oceánicas a través del esfuerzo del viento sobre la superficie marina. Las principales corrientes atmosféricas que determinan el clima en el GM son:

- La corriente de vientos del oeste (corriente en chorro) que se desplaza hacia el sur durante los meses de invierno y primavera, y está asociada con desprendimientos de masas de aire muy frío provenientes del continente que atraviesan el Golfo.
- Los vientos alisios, que soplan desde el este y dan origen a la estación principal de lluvias (de mayo a octubre).

El GM se ve afectado por el oleaje extremo provocado por dos sistemas meteorológicos diferentes:

- Sistemas anticiclónicos provenientes de latitudes medias que generan frentes fríos conocidos como nortes, que ocurren entre octubre y mayo con una frecuencia promedio de 30 por año.
- Sistemas de baja presión, conocidos como ciclones tropicales (huracán en el Atlántico y tifón en el Pacífico) que tienen una variabilidad interanual e interdecadal en la actividad de ciclones tropicales, particularmente en el caso de los huracanes de mayor intensidad (categorías 3, 4 y 5).

Por su ubicación, el SAR y el área del proyecto incidirán dentro de las rutas de huracanes y nortes; sin embargo, debido a que estos procesos se generan en la capa superficial por intercambio de temperatura del medio acuático y atmosférico no se verán afectados, ya que el proyecto se emplazará sobre el suelo marino.

- Hidrodinámica del Golfo de México

El GM es una región oceánica de una dinámica y complejidad particular, que se evidencia en las variaciones espacio temporales de la configuración de sus aguas superficiales. El GM es forzado por flujos de momento, calor y masa a través de su superficie, los cuales se intensifican como producto de sistemas atmosféricos muy energéticos, como los ciclones tropicales que ocurren durante el verano, o los sistemas frontales provenientes de latitudes medias que se observan principalmente durante el otoño-invierno. Estos sistemas invernales son importantes en la evolución del ciclo anual de la temperatura, de la profundidad de la capa de mezcla y de la circulación en las plataformas continentales.

Las características generales de cada uno de los procesos que influyen en la hidrodinámica del GM se mencionan a continuación:

a. Corrientes regionales

La corriente del Lazo y sus anillos ciclónicos y anticiclónicos (remolinos y corrientes forzadas por el viento), son los mecanismos primarios que movilizan, distribuyen y dispersan las masas de agua en el GM. Este sistema de corrientes regionales son los que influyen directamente sobre el SAR y área del proyecto:

- Corriente de Lazo: La circulación en el GM está determinada principalmente por esta corriente, la cual llega al GM a través del canal de Yucatán en donde se conoce como la corriente de Yucatán, penetra hacia el noroeste, gira hacia el este, después hacia el sur y

nuevamente hacia el este para salir por el estrecho de Florida y formar parte de la corriente del Golfo la más intensa del Atlántico Norte.

- Remolinos: La zona central del GM, excluyendo las plataformas continentales, está poblada de remolinos en todo momento; los remolinos anticiclónicos más grandes son los que se desprenden de la corriente de Lazo y pueden tener diámetros de hasta 300 km, y profundidades de hasta 800 m. Son corrientes que superan una velocidad de 1 m/s, y en su interior la termoclina aumenta considerablemente. Al desprenderse de la corriente de Lazo, los remolinos migran al oeste u oeste-noroeste del Golfo y después de alrededor de 4 meses llegan al talud continental, entre el norte de Veracruz y el sur de Texas, en donde se disipan. En la periferia de estos remolinos se observan remolinos con circulación en sentido antihorario (ciclónicos), que por lo general tienen mayor diámetro que los anticiclones, pero con corrientes de magnitudes similares; los remolinos giran en distintos sentidos creando corrientes intensas y distribuyendo las aguas calientes y frías de las capas superficiales.
- Corrientes forzadas por viento: Los vientos tienen una estacionalidad importante, la cual se ve reflejada en la circulación a lo largo de las costas de Texas, Tamaulipas, Veracruz y Tabasco.

La estacionalidad de las corrientes de la plataforma continental, son paralelas a la costa y están dominadas por la circulación de vientos. Cuando los vientos en la temporada otoño – invierno soplan sobre el GM, generan corrientes con dirección promedio hacia el sur, tanto en la región 1, como en las regiones 2 y 3, convergiendo ambas corrientes en la zona sur de la Bahía de Campeche generándose una corriente de retorno perpendicular a la costa (entre las regiones 6 y 3).

Lo contrario ocurre en la temporada de verano, donde las corrientes dominantes son hacia el norte en la región de Tamaulipas y Veracruz.

El SAR y el área del proyecto, se ubican dentro de la plataforma continental a una profundidad máxima de 200 m, por lo que los procesos de circulación que dominan en la zona son los forzamientos inducidos por viento, los cuales tienen su estacionalidad muy marcada, como se observa en la figura anterior, siendo hacia el sur durante las estaciones de otoño e invierno, y hacia el norte durante primavera-verano.

b. Oleaje

El oleaje está influenciado por tres procesos de generación y que son los vientos alisios, fenómenos hidrometeorológicos, y los “Nortes”. El oleaje generado por los vientos alisios llega durante los meses de marzo a octubre, en la parte de arriba de Veracruz por el sector este, por las direcciones este (E), este-noreste (ENE) y este-sureste (ESE). Las frecuencias de ocurrencia son mayores en el ESE y E, que, en el ENE, y los periodos de las olas van de los 4 a los 8 segundos.

Por su parte, los fenómenos hidrometeorológicos de baja presión como turbonadas, depresiones tropicales y huracanes tienen su origen en la región del sur del GM, o bien son importados de otras regiones ciclogénicas en el Mar Caribe, Atlántico y Mar de las Bahamas. Este oleaje es de baja frecuencia, pero por las altas velocidades de los vientos, se generan olas de periodos de 12 segundos, y raramente llegan a los 20 segundos.

El tercer proceso generador de olas en el GM son los “Nortes”, nombre asignado al desplazamiento de masas de aire frío seco, de origen continental polar. Al ingresar al GM, debido a la diferencia de presiones, estos frentes generan vientos con componente predominante del norte (N), y en menor medida del noreste (NE). Estos nortes se presentan de 40 a 50 veces al año, con duración de 2 a 3 días, y sus intensidades pueden variar de vientos moderados a huracanados. Los oleajes que generan estos frentes van de los 12 a los 20 segundos y normalmente con componente del norte

(N). Estos tienen influencia principalmente en la zona norte del SAR, en donde se presenta un oleaje con altura máxima de 6 m debido a los vientos provenientes del Norte.

c. Mareas

El Golfo de México presenta un rango de marea pequeño; es decir, la distancia vertical entre el nivel de la marea alta y el de la marea baja es menor que en otras partes del mundo. Las mareas en la mayor parte del GM son de tipo diurno (una marea alta y una baja durante el día), pero en algunas zonas se presentan mareas mixtas. La amplitud máxima de marea fluctúa entre 1.04 y 1.28 m, debida principalmente a efectos astronómicos. Las mareas presentan una pleamar y bajamar en cada día lunar (24 horas, 50 minutos), se observan mareas meteorológicas causadas por nortes y tormentas tropicales características del GM, lo que ocasiona que el nivel llegue a ser varias veces mayor que el nivel predicho para las mareas. Los niveles de marea registrados en el SAR se presentan en la siguiente tabla.

Planos de Mareas Referidos al Nivel de Bajamar Media Inferior	Tuxpan	Veracruz	Coatzacoalcos	Paraiso
Pleamar Máxima Registrada	1.100	1.040	1.280	1.270
Nivel de Pleamar Media Superior	0.458	0.475	0.398	0.551
Nivel de Pleamar Media	0.427	0.441	0.375	0.445
Nivel Medio del Mar	0.276	0.289	0.244	0.316
Nivel de Bajamar Media	0.123	0.136	0.119	0.269
Nivel de Bajamar Media Inferior	0.000	0.000	0.000	0.000
Bajamar Mínima Registrada	-0.500	-0.470	-0.560	-0.760

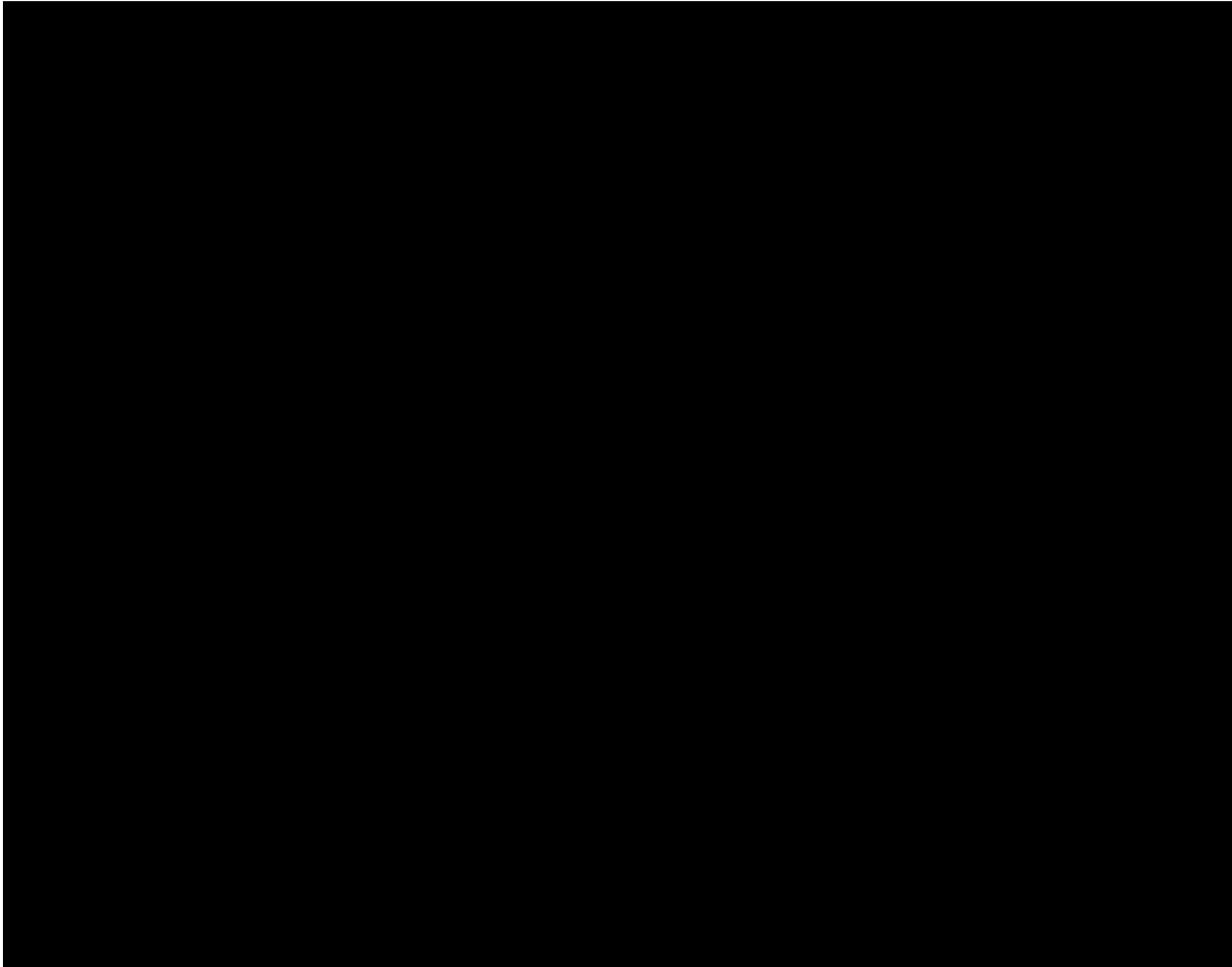
III.2.6.1.1 Aspectos abióticos

- Sedimentos en el SAR

La textura de sedimentos está compuesta preferentemente por limos y arenas, que presentan los mayores porcentajes del contenido total de componentes del sedimento, seguidos de arenas limosas y limos arenosos. Las arcillas se encuentran con valores menores al 11%.

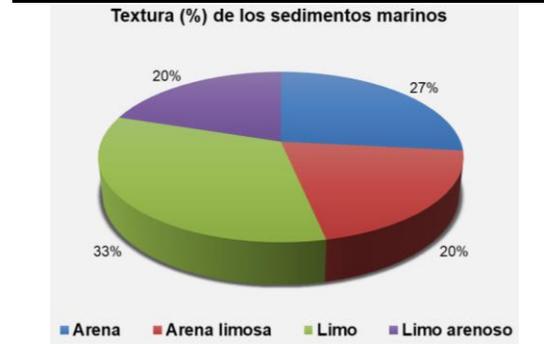
En las Figuras III.2.6.1.1-1, III.2.6.1.1-2 y III.2.6.1.1-3 se observan las distribuciones de los porcentajes de arena, limo y arcilla en el SAR. Esta distribución indica que en la plataforma externa los sedimentos presentan mayores porcentajes de limos respecto a las arenas y arcillas; mientras que, en la zona costera, principalmente cerca de las desembocaduras de los ríos Tuxpan, Coatzacoalcos y Tonalá, se observaron los mayores porcentajes de arenas (>95%). En el caso del río Tuxpan, existe una predominancia de la fracción de arenas, derivado de la influencia de la hidrodinámica mareal y la de fenómenos meteorológicos temporales ("nortes"), principalmente en el mes de febrero. En el caso del Coatzacoalcos, corresponde al predominio de arenas sobre limos y arcillas cerca de la desembocadura del río y zonas adyacentes.

UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.



Considerando el contenido de arenas, limos y arcillas, los sedimentos se clasifican en 4 clases texturales: limo, arenas, arena limosa y limo arenoso (ver Figura III.2.6.1.1-4).

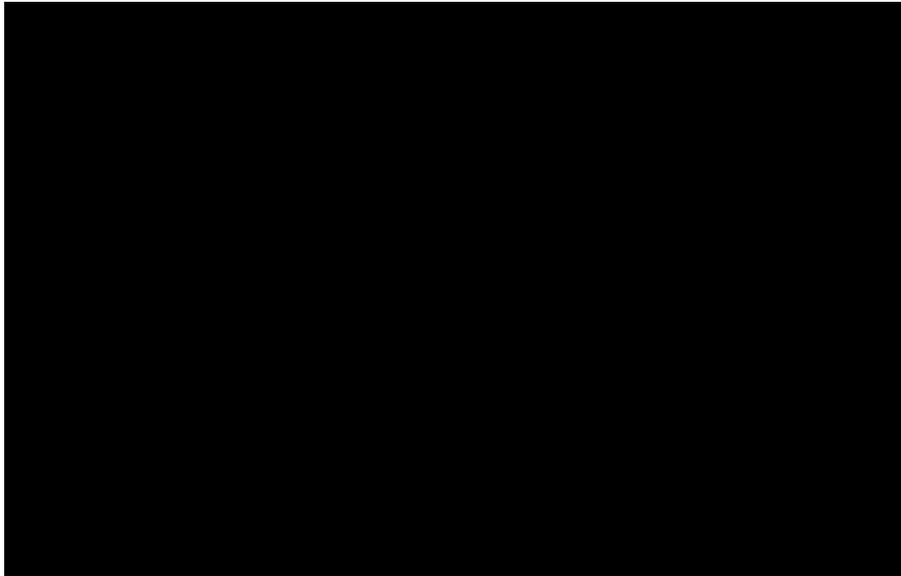
Figura III.2.6.1.1-4 Textura de sedimentos marinos



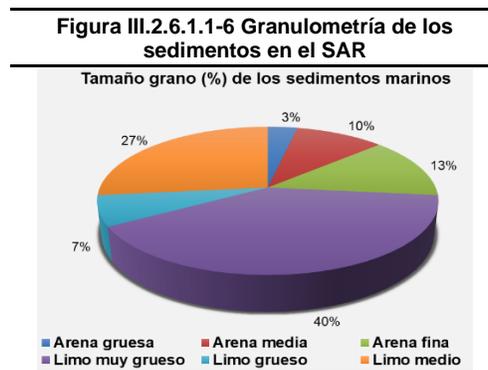
Conforme a la clasificación anterior, se realizó una distribución de los sedimentos en el SAR, en donde se observó, de manera general, que los sedimentos clasificados como limo-arenosos se ubicaron cerca de Veracruz y en la desembocadura del río Jamapa, y como manchones cerca de la

plataforma continental (norte de Coatzacoalcos) y frente a la desembocadura del río Grijalva. En tanto, los limos se localizaron siguiendo un patrón similar a los limo-arenosos, presentándose al norte de Veracruz y sobre la plataforma continental (frente a Coatzacoalcos) y al oeste de la desembocadura del río Grijalva. Las arenas limosas, se observaron cerca de la Laguna de Tamiahua y los ríos Cazones, Tecolutla y Misantla; que se ubican a lo largo de SAR. Mientras que las arenas se ubicaron frente a la desembocadura del río Tuxpan, Coatzacoalcos, Tonalá y norte del puerto de Dos Bocas.

UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.



De acuerdo a la granulometría, los tamaños predominantes son los limos muy gruesos, seguidos de los limos medios y arenas finas, en la Figura III.2.6.1.1-6 se indican los porcentajes del tamaño de grano de los sedimentos marinos.



Los sedimentos de la plataforma continental frente al estado de Tabasco están constituidos de sedimentos de grano fino, predominantemente limo-arenosos, con cantidades subordinadas de arenas y arcillas, la mayoría son mezclas sedimentarias de dos o más componentes.

Los sedimentos aportados al GM por las escorrentías fluviales, provenientes de los principales sistemas deltaicos y estuarinos ubicados en la costa centro sur del Golfo, tienen una influencia determinante en la zona marina adyacente, ya que son transportados en suspensión hacia zonas de

baja energía donde son nuevamente depositados en el fondo marino, como sucede en la plataforma continental. El resultado final es el cambio gradual hacia sedimentos limo-arenosos ubicados en las porciones media y occidental de la parte interna de la plataforma.

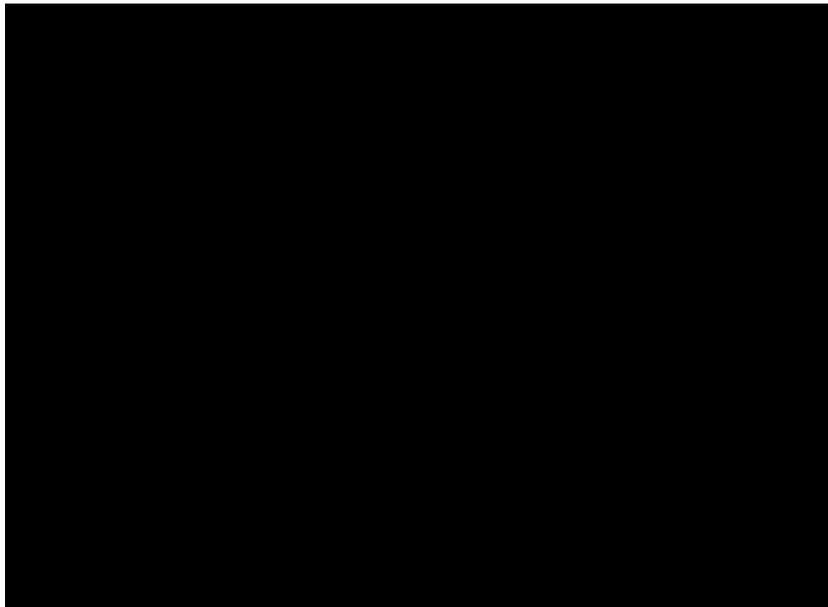
- Sedimentos en el área del proyecto

La distribución de arena, limo y arcilla para el área del proyecto, indica que, en la zona costera, los sedimentos presentan mayores porcentajes de arenas (>97%), principalmente al norte del Área de Protección de Flora y Fauna Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan (SALT), y cerca de las desembocaduras de los ríos Tuxpan, Tonalá y Coatzacoalcos, así como, en las zonas adyacentes a este último.

En el área del proyecto, los limos medios se distribuyen como parches o manchones en la plataforma continental y en el Sistema Arrecifal Veracruzano (SAV) frente al puerto de Veracruz. Por otro lado, los limos muy gruesos se encuentran al norte de la desembocadura del río Tuxpan, en la plataforma frente a la desembocadura del río Misantla, frente a la Laguna de Alvarado, norte del río Coatzacoalcos y la laguna La Machona, en Tabasco.

Mientras que, las arenas finas se presentan hacia la costa al norte de la desembocadura del río Tuxpan, y frente a la boca del río Coatzacoalcos. Finalmente, las arenas medias se localizan frente al puerto de Dos Bocas, tal y como se muestra en Figura III.2.6.1.1-7.

UBICACIÓN DEL
PROYECTO, ART 113
FRACCIÓN I DE LA
LGTAIP Y 110 FRACCIÓN
I DE LA LFTAIP.



- Características de la circulación del agua

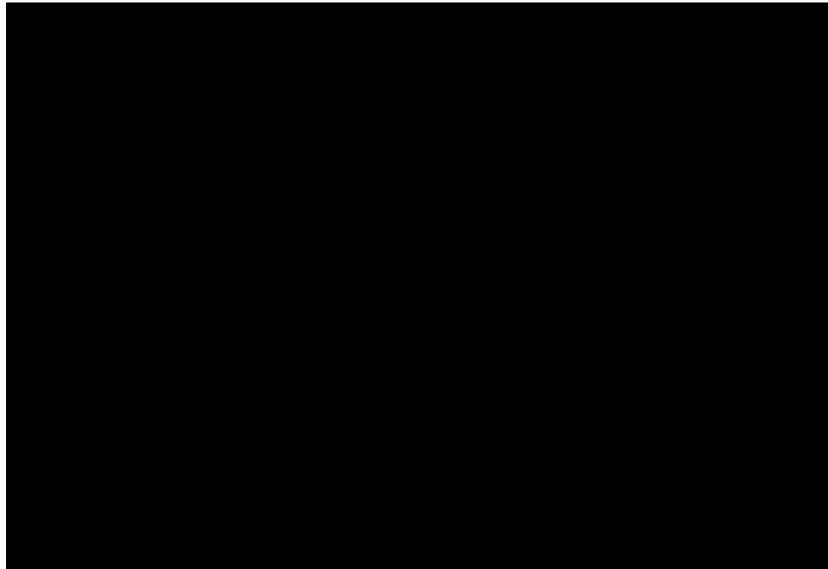
La circulación del agua está influenciada por la circulación general de los vientos, la cual está dominada por dos características semipermanentes: la Corriente de Lazo y un gran giro anticiclónico, los cuales se localizan en la parte oriental y occidental del golfo, respectivamente. A su vez, esta circulación está condicionada tanto por el viento, como por el transporte de masas que entra por el Canal de Yucatán y por la presencia de surgencias en la plataforma de Yucatán.

De acuerdo a la hidrodinámica del Golfo de México, también se distinguen giros fríos o ciclónicos, los que se presentan generalmente en la periferia de la Corriente de Lazo y del gran giro anticiclónico.

Referente a los vientos en el SAR, estos son importantes ya que producen corrientes predominantes a lo largo de la costa, con una dirección igual a la del viento. En el oeste del SAR, estas corrientes varían durante el año, en verano predominan los vientos del sureste y en el otoño e invierno los vientos de noreste. La dirección de los vientos y la forma cóncava del GM provocan que existan regiones en donde las corrientes estacionales van en el sentido de las manecillas del reloj, mientras que en otras lo hacen en la dirección contraria. Esto produce que, en otoño e invierno, el promedio de las corrientes a lo largo de las costas de Tamaulipas y Veracruz se dirija hacia el sur. Durante el verano, los vientos en la zona de la plataforma de Tamaulipas y Veracruz tienen una dirección dominante hacia el norte, orientando las corrientes en esa misma dirección, haciendo que la zona de convergencia se localice cerca de la frontera con los Estados Unidos.

Para describir el comportamiento de las corrientes en el SAR, se determinaron tres zonas en función de los patrones de circulación, a las cuales se les denominó “Norte”, “Centro” y “Sur”. De cada zona se extrajeron series de tiempo de corrientes en superficie y fondo (ver Figura III.2.6.1.1-8).

UBICACIÓN DEL
PROYECTO, ART
113 FRACCIÓN I DE
LA LGTAIP Y 110
FRACCIÓN I DE LA
LFTAIP.



Por lo general, durante la temporada primavera-verano, las corrientes en superficie mantienen una dirección paralela a la costa en todo el dominio del SAR, con sentido oeste, noroeste.

Para la *temporada primavera-verano*, la zona norte en superficie presenta la mayor frecuencia en la dirección nor-noroeste (NNO), con magnitudes entre 0.2 m/s y 0.7 m/s. En fondo, la zona norte presenta la mayor frecuencia hacia la dirección noroeste (NO), con velocidades entre 0.1 m/s y 0.3 m/s. La zona centro en superficie presenta velocidades entre 0.1 m/s y 0.3 m/s, con dirección predominante hacia el noroeste (NO). En fondo, las velocidades de las corrientes son más bajas, presentando magnitudes de 0.1 m/s hacia la dirección noroeste (NO) y máximas de 0.2 m/s en sentido sureste (SE). Al sur del SAR, las corrientes en superficie mostraron dirección predominante hacia el oeste (O), con velocidades que oscilan entre 0.1 m/s y 0.45 m/s, mientras que en el fondo la dirección de mayor frecuencia resultó perpendicular a la costa, hacia el noreste (NE). Las magnitudes de las velocidades en fondo oscilan entre 0.1 m/s y 0.2 m/s.

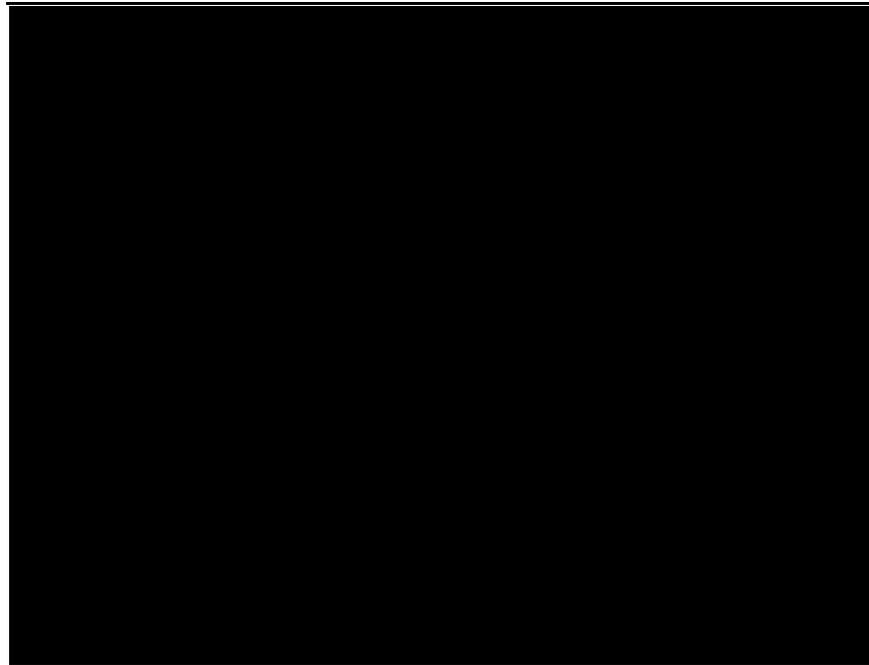
En superficie, el sentido predominante es hacia el oeste (O) y noroeste (NO), siguiendo la dirección paralela a la línea de costa y las isobatas. En superficie no se observa sobre la plataforma una influencia marcada de la circulación ciclónica del oeste del Golfo.

En el caso de la *temporada Otoño-Invierno*, sobre la plataforma de Tamaulipas y Veracruz, zonas norte y centro, la circulación predominante es en sentido sur (S) y sureste (SE), respectivamente, con velocidades máximas en superficie que rebasan los 0.7 m/s. En esta temporada, la zona de convergencia al sur de la Bahía de Campeche se encuentra más desplazada hacia el este, mostrando direcciones predominantes en superficie en sentido noroeste (NO). La circulación ciclónica de la bahía de Campeche también se encuentra más acentuada durante esta temporada, haciendo más evidente su efecto en las capas del fondo y desplazando la zona de convergencia hacia el sureste (SE) de la bahía. la magnitud de la corriente disminuye gradualmente de norte a sur, con valores máximos de 0.7 m/s, 0.6 m/s y 0.45 m/s, respectivamente.

- Batimetría

La plataforma continental, donde incidirán el SAR y el proyecto, se extiende desde el Norte, Sur y Este del Golfo de México, con anchuras variables. Los bancos carbonatados tienen una profundidad somera, alcanzando los 200 a 800 m en lo más profundo. En general, tanto en la Plataforma amplia y en la Plataforma estrecha las pendientes de la zona no superan el 3 % por lo que las geometrías de la zona pueden ser definidas como una planicie submarina amplia y estrecha respectivamente con profundidades relativamente bajas.

UBICACIÓN DEL
PROYECTO, ART 113
FRACCIÓN I DE LA
LGTAIP Y 110
FRACCIÓN I DE LA
LFTAIP.



Respecto al área del proyecto, la profundidad máxima que alcanza el área del proyecto es de aproximadamente -200 m y cuyos relieves del fondo marino corresponden principalmente a planicies suaves con hondonadas de escasa pendiente.

III.2.6.1.2 Aspectos bióticos

- Flora marina

Para flora marina se obtuvo un registro bibliográfico de cuatro clases, 14 órdenes, 51 géneros y 73 especies. La clase que presentó mayor número de registros fue Liliopsida (140), seguido de Florideophyceae (102), Ulvophyceae y finalmente Compsopogonophyceae. En lo que a orden corresponde, los más conspicuos en cuanto al número de registros fueron Alismatales seguido de Corallinales y finalmente Bryopsidales.

Referente al Género el más representativo fue el de *Thalassia* con la especie *Thalassia testudinum* con el mayor número de registros (74). Entre las características de esta especie, mejor conocida como hierba de tortuga, destaca la formación de praderas en lugares arenosos o fangosos, poco profundos y con iluminación intensa, características y condiciones que no prevalecen dentro del trazo del proyecto.

- Fauna marina

Para fauna marina se obtuvo un registro de 25 clases, 134 órdenes, 939 géneros y 1,523 especies. La clase que presento mayor número de registros fue Actinopterygii (21,299), seguido de Anthozoa (8,575) y Demospongiae (2,483). El resto de las clases tuvo registros menores a 2,000.

En lo que a Orden corresponde, los más conspicuos en cuanto al número de registros fue Perciformes seguido de Scleractinia. Referente al Género el más representativo es el Stegastes.

La especie con el mayor número de registros fue *Siderastrea radians* (1,535), mejor conocida como coral estrella de aguas poco profundas. La distribución del coral estrella de aguas poco profundas va desde Florida hasta el Caribe, incluyendo todo el Golfo de México. Es un coral de crecimiento incrustante, con colonias relativamente pequeñas (hasta 30 cm); son muy comunes desde la línea de marea baja hasta profundidades de 30 m, pueden tolerar condiciones de marejadas, alta sedimentación y fluctuaciones de temperatura.

De lo anterior, es importante mencionar que la mayor superficie de ocupación del ducto corresponde a zonas con profundidades mayores a los 30 m, en tanto a las zonas de menor profundidad y que corresponden al ingreso a zona terrestre, se llevaría a cabo mediante el método de *direct pipe*, por lo que no se tendría ningún tipo de afectación a los organismos que se encuentran en zonas someras.

o Tortugas marinas

Es importante reiterar que derivado de la naturaleza del proyecto, métodos constructivos y ubicación, la interacción con este tipo de especie se considera de tipo temporal y circunstancial. Es decir, considerado que el proyecto corresponde a la instalación de un ducto en el fondo marino, y en donde su entrada a zona terrestre será mediante el método "direct pipe", no representa un riesgo o afectación a sitios de anidación o rutas migratorias, siendo que la única interacción posible se daría de manera temporal durante la instalación del ducto por el uso de barcazas (etapa constructiva).

Una vez referido lo anterior, se presenta la siguiente información.

En cuanto a Tabasco, la bibliografía no reporta playas de anidación de tortugas.

Para el estado de Veracruz, la bibliografía reporta en algunas playas la anidación de tortuga lora (*Lepidochelys kempii*), blanca (*Chelonia mydas*), y carey (*Eretmochelys imbrata*). Esporádicamente se han detectado nidos de las tortugas caguama (*Caretta caretta*) y laúd (*Dermodochelys coriacea*). Todas las especies se encuentran en categoría de En peligro de extinción (P) según la NOM-059-SEMARNAT-2010 (DOF, 2019).

En lo que a la tortuga lora corresponde, y de la cual se tuvo un avistamiento durante los muestreos, es endémica del Golfo de México y aunque los ejemplares jóvenes se dispersan ampliamente, incluyendo a la costa oriental de EE. UU., los adultos se alimentan y reproducen en este cuerpo de agua (Golfo de México).

Las tortugas blanca y caguama, son menos comunes en esta región ya que se reproducen principalmente en las costas de la península de Yucatán y se desplazan principalmente por el mar Caribe y las Islas Antillas. La tortuga carey, por otro lado, es rara en Veracruz ya que desova principalmente en Campeche y Yucatán.

Cabe señalar que en el estado de Veracruz existen alrededor de 19 campamentos que se encuentran desde Tuxpan hasta Coatzacoalcos. Hacia la zona norte-centro hay 13, distribuidos en playas de anidación de los municipios de Tuxpan, Cazonos, de Herrera, Tecolutla, Nautla, Vega de Alatorre y Nautla. En esta región, destaca Lechuguillas, playa que es considerada como Índice para la anidación de tortuga blanca por la CONANP. Cabe mencionar, que de esta última el trazo del ducto en zona marina se ubica a más de 17 km y a 150 km del ingreso a zona terrestre.

En la zona sur, la Comisión Nacional de Áreas Naturales Protegidas a través de la Reserva de la Biosfera de Los Tuxtlas, ha instalado campamentos en las playas de Punta Puntilla (municipio de Ángel R. Cabada), el Salado y los Arrecifes (municipio de Mecayapan), Capulteolt (municipio de Catemaco), Zapotitlán y Peña Hermosa (municipio de Tatahuicapan de Juárez) y Agua Dulce (municipio de Lerdo de Tejada). Este último se instaló en 2017, para proteger a las tortugas lora y blanca que anidan desde abril hasta noviembre.

La principal área de anidación de la tortuga lora se ubica en la parte media de Tamaulipas, desde La Pesca hasta Barra del Tordo, aunque también desovan en Altamira y las playas de Tampico, así como en Isla del Padre y la Isla Galveston en Texas, Lechuguilla y El Raudal en Veracruz, y de manera esporádica en Chachalacas, El Callejón del Pájaro y Cangrejo, los campamentos de la Reserva de los Tuxtlas y Agua Dulce en Veracruz e Isla Aguada en Campeche.

De lo referido en el párrafo anterior, es importante señalar que el proyecto no tendría incidencia en ninguna de las playas referidas. Asimismo, el método constructivo que se pretende emplear (direct pipe), evita cualquier afectación a zona de playa.

Referente a la tortuga blanca, esta desova desde las costas de Tamaulipas hasta las de Quintana Roo; sin embargo, la mayor parte ocurre en la parte norte-centro de Veracruz y en las costas de la península de Yucatán.

La anidación de la caguama ha sido muy escasa en esta área del Golfo de México.

La tortuga Carey desova principalmente en Campeche (Isla Aguada, Chenkan, Punta Xen) y Yucatán (El Cuyo-Las Coloradas), en tanto que en Veracruz hay algunos reportes en los campamentos del norte-centro del estado. La mayor cantidad de nidos se ha registrado en la RB de Los Tuxtlas, en particular en Los Arrecifes y Zapotitlán, donde se han detectado algunas decenas de nidos. De lo anterior, es importante resaltar que el proyecto no incide en dichas zonas de playa por lo que no representa un riesgo para el arribo de las tortugas.

Por otro lado, se tiene que entre las amenazas que enfrentan estos organismos se encuentra la pesca (arrastre, redes de enmalle de fondo, palangres, líneas), la depredación, la contaminación y los desechos marinos, el cambio climático, las alteraciones de los ecosistemas, las catástrofes naturales, las toxinas y los derrames de petróleo, entre otros.

Finalmente, se tiene que el proyecto no abonaría a las problemáticas identificadas, toda vez que este no implica actividades de pesca, depredación, contaminación o altera los ecosistemas marinos. Por el contrario, durante su proceso constructivo pretende la implementación de técnicas ambientalmente viables que reducen los impactos a los componentes ambientales.

De acuerdo con la bibliografía, se identifica que las migraciones se realizan cerca de la costa, en aguas cuya profundidad es menor a 50 m y el desplazamiento es relativamente rápido entre las zonas de reproducción y alimentación (y viceversa). Los quelonios son animales suelen ser muy fieles a sus áreas de alimentación donde permanecen durante varios meses. En relación con los desplazamientos de crías y jóvenes, se presume que las crías son trasladadas por las corrientes oceánicas una vez que dejan la playa de nacimiento las cuales las dispersan por el norte del Golfo de México y en el Océano Atlántico, principalmente, debido al patrón imperante durante el verano (hacia el norte). Los animales aparentemente duran 2 años en las corrientes oceánicas antes de retornar a la costa, durante esta etapa pueden permanecer en el norte y oeste del Golfo de México o ser trasladados hacia el Atlántico. Los jóvenes presumiblemente habitan en las zonas costeras del norte del Golfo y la costa atlántica estadounidense. Es decir, la mayoría de los movimientos migratorios tienden a llevarse a cabo al norte del Golfo de México, orientación contraria a la propuesta de ubicación del proyecto.

Las rutas migratorias de la tortuga blanca y Carey dentro del Golfo de México son menos conocidas, pero el análisis de la distribución espacial, de la sensibilidad ecológica, muestra que las áreas críticas para el desarrollo de esta especie durante la reproducción, alimentación y los movimientos migratorios se encuentran en la península de Yucatán y entre Tecolutla y Sontecomapan.

- Mamíferos marinos

Se tiene que la bibliografía reporta dentro del Golfo de México alrededor de 30 especies de mamíferos marinos, 29 de los cuales pertenecen al orden Cetartiodactyla (infraordenes Mysticeti y Odontoceti) y uno al orden Sirenia. Las seis especies del infraorden Mysticeti pertenecen a la familia Balaenopteridae, mientras que, de los Odontoceti, 15 son de la familia Delphinidae, dos de la Kogiidae, una de la Physiteridae y tres de la Ziphiidae. Todos estos organismos están bajo protección especial en la NOM-059-SEMARNAT-2010 (DOF, 2019).

La distribución de los organismos está relacionada con la profundidad y las características oceanográficas del hábitat -corrientes marinas. En el Golfo de México, la plataforma continental es más ancha en el norte (Texas-Florida) y el sureste (Golfo de Campeche), zonas en donde son más

comunes las toninas y otras especies que prefieren las aguas costeras y neríticas. Por otro lado, desde Tampico hasta el sur de Tabasco, donde la plataforma es relativamente estrecha, y las aguas profundas están más cerca de la costa, pueden observarse organismos que prefieren ese tipo de ambientes. Además de las toninas, las especies que se observan con mayor frecuencia en la parte alta del talud, cerca del margen continental y en profundidades ente 200 y 750 m, son el delfín de Risso y el calderón de aletas cortas. En la parte alta del talud (profundidad entre 200 y 1,000 m) son comunes el cachalote, el cachalote pigmeo, el cachalote enano, el delfín de dientes rugosos y el delfín tornillo. En la parte baja del talud (profundidad > 1,000 m) se encuentran el delfín listado, ballenas picudas, delfín moteado pantropical y delfín de Clymene, mientras que las orcas son raras en el Golfo de México.

Las ballenas con barbas son raras en el Golfo de México y se han observado principalmente en la parte norte. en áreas con mayor concentración de clorofila, como son los remolinos ciclónicos y la confluencia entre pares de remolinos anticiclónico-ciclónico. El rorcual tropical ha sido registrado durante todo el año y la mayoría de los avistamientos ocurrieron sobre la plataforma, muy cerca del margen continental. Por otro lado, los cachalotes han sido detectados sobre la parte baja del talud y al O-SO de la desembocadura del Mississippi en áreas profundas (prom: 1,580 m) con alta productividad, donde se presentan los sistemas ciclónicos-anticiclónicos; en la zona de interés se han registrado en el límite de la plataforma continental y en la parte baja del talud, principalmente entre el sur de Tamaulipas y el sur de Veracruz, donde la plataforma es más estrecha. Por otro lado, los organismos que se alimentan de calamares, como los cachalotes pigmeo y enano, los calderones pigmeo y de aletas cortas, la orca pigmea, el delfín de Risso, el delfín de dientes rugosos y las ballenas picudas se encuentran principalmente en aguas con menor influencia fluvial (más saladas) y asociadas a remolinos ciclónicos (templados) o en áreas de confluencia de remolinos ciclónicos y anticiclónicos, pero no en éstos últimos. Los delfines del género *Stenella* también prefieren los remolinos ciclónicos.

El delfín moteado pantropical es el cetáceo más abundante y forma grandes grupos; estos organismos prefieren aguas de menos de 200 m de profundidad, por lo que se encuentran en la parte superior del talud y la plataforma continental. Por otro lado, la tonina es el único mamífero marino que habita en casi cualquier ambiente dentro del Golfo de México debido a que presenta dos ecotipos: el costero, registrado en profundidades menores a 150 m por lo que son comunes dentro de lagunas costeras y cerca de la desembocadura de los ríos, y el nerítico-oceánico, que se encuentra en aguas con profundidades mayores a los 1,600 m. Las toninas costeras migran hacia el norte en verano y en sentido inverso, en invierno, aunque en la mayoría de los casos los movimientos son cortos (< 100 km). Por otro lado, los manatíes prefieren los ambientes cálidos con temperaturas mayores a 17 °C con abundantes pastos marinos y vegetación acuática.

Considerando la información referida en párrafos anteriores, es posible concluir que derivado de la preferencia de hábitat de los mamíferos marinos que se distribuyen dentro del Golfo de México, a excepción del delfín moteado pantropical y la tonina, el desarrollo del proyecto no tendría interacción alguna. Referente a las especies delfín moteado pantropical y tonina, al igual que para las tortugas marinas, la única interacción posible que podría tener el proyecto sería de manera temporal y circunstancial durante la instalación del ducto por el uso de barcazas, sin que ello represente una afectación a las poblaciones presentes.

El trazo del proyecto no incide en áreas potenciales de agregación de cetáceos. Es decir, el proyecto no afecta aquellas áreas consideradas de mayor relevancia para los cetáceos.

- Especies bibliográficas registradas dentro del SAR en alguna categoría de riesgo de acuerdo con la NOM-059-SEMARNAT-2010

Del listado bibliográfico de las especies de flora y fauna de las bases de datos consultadas, se identifican 18 especies en alguna categoría de riesgo conforme la NOM-059-SEMARNAT-2010, de la cual se consideró la modificación de su Anexo Normativo III, el listado bibliográfico puede ser revisado de manera anexa. Asimismo, cabe reiterar que dicha información corresponde a los registros que se tienen en bases de datos, los cuales serán verificados mediante los trabajos de campo que posteriormente se detallan.

Por otro lado, es importante mencionar que, si bien los registros bibliográficos permiten obtener una primer caracterización o línea base de las condiciones existentes en el SAR delimitado para el proyecto, es indispensable el verificar los componentes ambientales presentes mediante trabajos de campo, y aún más, cuando se trata de un ambiente marino en donde los mismos componentes ambientales son muy dinámicos.

En este sentido, a continuación, se describe la metodología de campo para cada uno de los componentes bióticos estudiados.

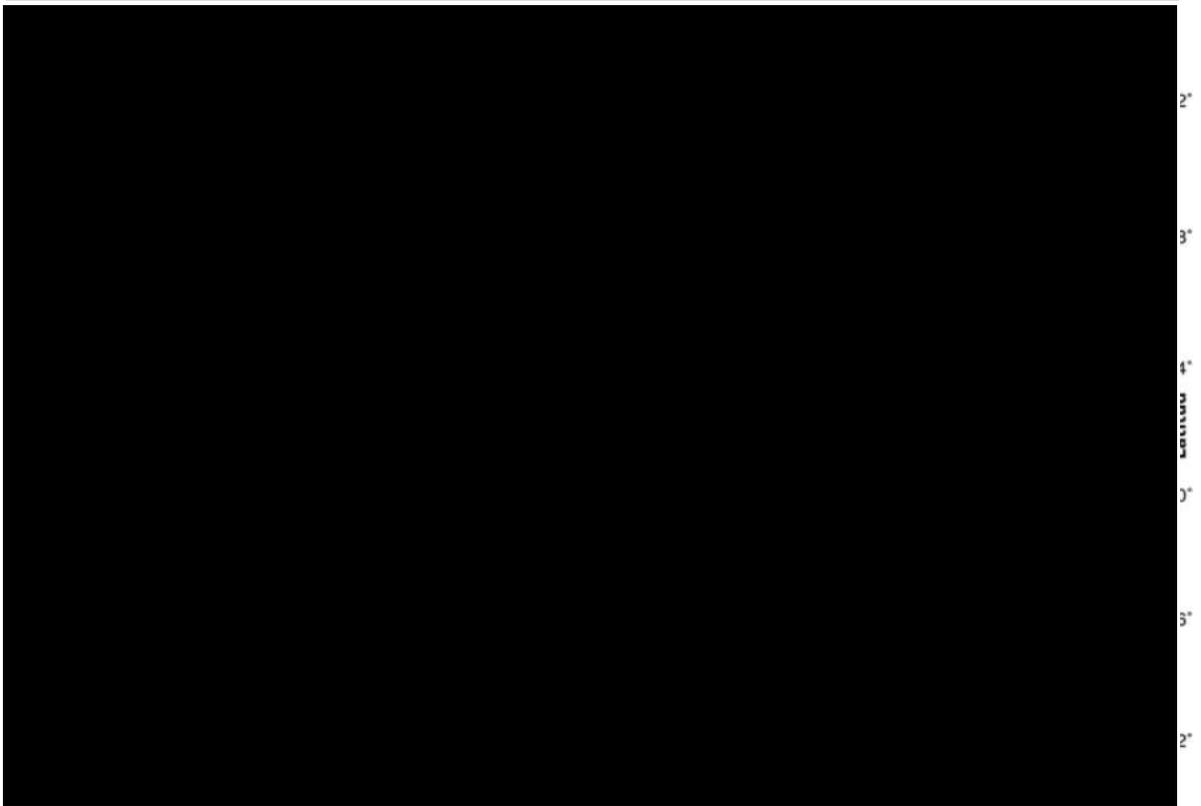
Previo a la descripción de las metodologías realizadas, es importante señalar que estas se dividieron en dos campañas de muestreo considerando los elementos de estudio. Una enfocada en la caracterización de plancton y la otra en hábitat y macro fauna bentónica. Asimismo, es importante resaltar que derivado del tipo de ecosistema (sin límites tangibles y dinámico), así como naturaleza del proyecto, los muestreos representan un esfuerzo conjunto para la caracterización o línea base, tanto del SAR como del área del proyecto, considerando a ambas superficies como la zona de estudio.

III.2.6.2 Riesgos geológicos

Sismos

El Centro Nacional de Prevención de Desastres (CENAPRED), clasifica a México en cuatro regiones sísmicas llamadas A, B, C y D que indican el grado de riesgo que existe en caso de que ocurra un sismo. Para la zona A que es considerada como de baja sismicidad, no se tienen registros históricos de sismos, no se han reportado sismos en los últimos 80 años y no se esperan aceleraciones del suelo mayores a un 10% de la aceleración de la gravedad a causa de temblores. Las otras dos zonas (B y C) son zonas moderadas, donde se registran sismos no tan frecuentemente o son zonas afectadas por altas aceleraciones pero que no sobrepasan el 70% de la aceleración del suelo. La zona D clasificada como severa, es una zona donde se han reportado grandes sismos históricos, donde la ocurrencia de sismos es muy frecuente y las aceleraciones del suelo pueden sobrepasar el 70% de la aceleración de la gravedad.

De acuerdo con el CENAPRED, el área del proyecto (zona terrestre) se ubica en la región B, sin embargo, de acuerdo a dicha dependencia la zona marina presenta menos registros que la terrestre; durante el año 2020 el Servicio Sismológico Nacional (SSN) registró 7 eventos con epicentros en el Golfo de México, con magnitud entre 4 y 5 en escala Richter. En la Figura III.2.6.2-1 muestra la distribución de sismos y su intensidad.

UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.**Fallas y fracturas**

Debido a la naturaleza del proyecto, el cual se ubica en la zona marina, este no se puede categorizar en una zona de terremotos o sismicidad. Sin embargo, se presenta información de las fallas y fracturas.

Las fallas de la región marina del Golfo de México como la fallas transcurrentes laterales izquierdas se prolongan hacia la planicie costera del Sureste de México. En el Golfo de México existen gran cantidad de filtraciones submarinas de hidrocarburos originadas por diversos factores, como la geodinámica propia de las áreas de fallamiento, fracturas en deformaciones diapírricas o por mecanismos de intrusión de rocas sedimentarias o ígneas, incluyendo la emanación directa desde la roca madre.

Dentro del Golfo de México, se ha definido a la falla Tamaulipas-Oaxaca como una zona de rompimiento y a lo largo del bloque de Yucatán que viaja en dirección S-SO desde Norteamérica, presentándose como el límite debido a cambios en la conformación de los sedimentos de naturaleza volcánica. No se presentan desplazamientos actuales dentro de las unidades clásticas del Golfo de México.

En la Figura III.2.6.2-2, se puede apreciar las estructuras cenozoicas del Sureste Mexicano principalmente para la ubicación en Coatzacoalcos y Dos Boca (Paraíso).

UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.**Figura III.2.6.2-2 Fallas y pliegues cerca del área de interés**

En la Figura anterior, se puede apreciar con línea discontinua en el subsuelo, todas (inciso a), los pliegues y fallas compresionables miocénicas (inciso b), y fallas extensionales y pliegues compresionales del Plio-Pleistoceno (inciso c). Se puede apreciar la orientación casi perpendicular entre las estructuras del inciso b y del inciso c.

Corrimiento de tierra

En el área del Proyecto no se tiene registrado grandes corrimientos de tierra ni derrumbes o hundimientos, solamente se observa la dinámica propia de un fondo marino de plataforma. Debajo de la carpeta del fondo se presentan arrecifes fósiles erosionados, material sedimentario de grano fino constituido por fragmentos finos de limo, arcilla y arena, relleno de antiguos canales. Por otra parte, la presencia de arrecifes fósiles erosionados es un síntoma de la dinámica de estos sedimentos en el fondo marino que debieron haber sufrido varias fluctuaciones del nivel del mar y, por consiguiente, distintas profundidades marinas. Existe un fenómeno de sedimentación rápida, remoción de carga y migración lateral de cuerpos arenosos, que se presenta anualmente por la influencia de fenómenos hidrometeorológicos excepcionales como los ciclones.

Derrumbes o hundimientos

En el área del Proyecto no se tienen registrados grandes corrimientos de tierra ni derrumbes o hundimientos, solamente se observa la dinámica propia de un fondo marino de plataforma. En el área donde se encuentra la instalación no se tienen registrados grandes corrimientos de tierra ni derrumbes o hundimientos, solamente se observa la dinámica propia de un fondo marino de plataforma.

III.2.6.3 Fenómenos meteorológicos⁶

Ciclones

Un ciclón tropical consiste en una gran masa de aire cálida y húmeda con vientos fuertes que giran en forma de espiral alrededor de una zona central de baja presión. Los ciclones tropicales se clasifican de acuerdo con la presión que existe en su centro o la intensidad de sus vientos, se les denomina depresión tropical (presión de 1,008 a 1,005 mb o velocidad del viento menor a 63 km/h), tormenta tropical (presión de 1,004 a 985 mb o velocidad del viento entre 63 y 118 km/h) y huracán (presión menor a 984 mb o velocidad del viento mayor a 119 km/h), se clasifican de acuerdo a la escala de ciclones Saffir-Simpson.

El 80% de los huracanes que ocurren en el Golfo de México se forman en él, disolviéndose normalmente en las costas del Noreste del Golfo o en la península de Florida, su centro normalmente se desplaza con velocidad de 18 a 20 km/h y su dirección más frecuente es hacia el Oeste, cambiando en ocasiones al Noroeste o el Noreste. La mayor frecuencia e intensidad de los ciclones tiene lugar en los meses de agosto, septiembre y octubre. Existen un promedio de 9 huracanes al año y tienen un diámetro cuya variación se ha medido entre 180 a 930 km.

Los huracanes se caracterizan por fuertes vientos que sobrepasan los 120 km/h, así como lluvias intensas que pueden registrar hasta 1,000 mm, sobre todo durante el mes de septiembre en el que son más frecuentes.

Estos fenómenos son capaces de alterar el patrón de circulación modificándolo de modo importante como ha sido el caso de Opal y Roxanne, que además de sus trayectorias poco comunes e impredecibles produjeron efectos importantes en la zona del litoral de México y en los estados de Luisiana y Florida, en los Estados Unidos

En la Tabla III.2.6.3-1 se presenta un histórico de los eventos ocurridos en el Golfo de México.

Tabla III.2.6.3-1 Histórico de los eventos ocurridos en el Golfo de México

Año	Nombre	Categoría	Lugar de entrada a tierra	Estados afectados	Fecha	Vientos km/h
2016	Earl	TT	Ciudad del Carmen a Laguna Verde	Campeche	Agosto	111.12
2012	Helen	TT	Barra de Nautla a La Cruz	Veracruz	Octubre	74.08

⁶ Atlas Nacional de Riesgos del Centro Nacional de Prevención de Desastres (CENAPRED).
<http://www.atlasnacionalderiesgos.gob.mx/portal/fenomenos/>

Tabla III.2.6.3-1 Histórico de los eventos ocurridos en el Golfo de México

Año	Nombre	Categoría	Lugar de entrada a tierra	Estados afectados	Fecha	Vientos km/h
2011	Rina	TT	Cozumel, Quintana Roo,	Quintana Roo	27 de octubre	95
	Nate	TT	Veracruz.	Veracruz.	11 de sept.	95
	Harvey	TT	Alvarado, Veracruz.	Tabasco, Chiapas, Veracruz y Oaxaca.	22 de ago.	55
	Arlene	TT	Tamesí, Tamaulipas.	Veracruz, Tamaulipas y San Luis Potosí.	28-30 junio.	100
2010	Richard	H1	Campeche	Campeche, Tabasco.	25 de octubre	55
	Matthew	DT	Chiapas	Chiapas, Oaxaca, Tabasco.	26 sept.	45
	Karl	H3	Playa Chachalacas, Ver.	Veracruz, Hidalgo, Puebla.	15 sept.	185
	Hermine	TT	Laguna Madre, Tamaulipas.	Tamaulipas	06 sept.	100
	TT No 2	TT	Matamoros, Tam.	Tamaulipas	08 julio	55
	Otto	TT	La cruz a Baffin Bay	---	Junio-Julio	92.6
	Alex	H2	Suroeste de Quintana Roo.	Nuevo León y Coahuila.	26 de junio.	165
2009	Ida	H2	Cancún, Quintana Roo.	Yucatán, Quintana Roo.	4-9 nov.	165
2008	Marco	TT	Misantla, Veracruz.	San Luis Potosí, Veracruz y Tamaulipas.	07 oct.	65
	Dolly	TT	Sur de Cancún, Quintana Roo.	Tamaulipas, Nuevo León y Coahuila.	21 de julio	85
	Arthur	TT	Sur de Quintana Roo.	Campeche y Oriente de Tabasco.	31 de mayo y 1 de junio	75
2007	Lorenzo	H1	Tecolutla, Ver.	Veracruz, Hidalgo, Puebla.	28 sept.	130
	Dean	H5	Costa sur de Quintana Roo.	Quintana Roo, Campeche, Veracruz, Hidalgo, Puebla y Querétaro.	21-22 ago.	270
2005	Brett	TT	Tuxpan, Ver.	Veracruz, Hidalgo, Tampico, San Luis Potosí.	29 junio	65
	Cindy	H1	Felipe Carrillo Puerto, Q. R.	Quintana Roo, Yucatán, Camp, Tab.	3-6 julio	110
	José	TT	Vega de Alatorre, Ver	Veracruz, Hidalgo, Puebla.	22-23 ago.	85
	Stan	H1	Felipe Carrillo Puerto, Q.R.	Quintana Roo, Yucatán, Campeche, Tabasco.	01-05 oct.	130
	Wilma	H5	Cozumel, Q.R.	Quintana Roo, Yucatán, Tabasco, Veracruz.	15-25 oct.	280
	Gert	TT	Pánuco, Ver.	Veracruz, Hidalgo, Tamaulipas, San Luis Potosí.	23-25 oct.	75
	Emily	H5	Tulum, Q.R.	Quintana Roo, Yucatán, Campeche, Tabasco.	10-21 julio	250
2003	Claudette	H1	Cancún, Q.R.	Quintana Roo, Yucatán, Campeche, Tabasco.	8-16 julio	140
	Erika	H1	Valle Hermoso, Tam.	Tamaulipas, Nuevo León.	14-16 ago.	120
	Larry	--	El Alacrán, Tab	Tabasco, Campeche, Veracruz.	1-6 oct.	95

Tabla III.2.6.3-1 Histórico de los eventos ocurridos en el Golfo de México

Año	Nombre	Categoría	Lugar de entrada a tierra	Estados afectados	Fecha	Vientos km/h
2002	Isidore	H3	Yucatán	Quintana Roo, Yucatán, Campeche.	14-26 sept.	205
2001	Chantal	TT	Boca Bacalar, Q.R.	Quintana Roo, Yucatán, Campeche.	20 ago.	115
	Iris	DT	Tuxtla Gtz, Chis.	Chiapas, Tabasco, Veracruz.	09 oct.	55
2000	Beryl	TT	Sto. Domingo del Charco, Tamps.	Tamaulipas, Nuevo León.	13-15 ago.	75
	Keith	H1	Qroo; Tampico, Tamps.	Quintana Roo, Campeche, Tabasco, Tamaulipas, Nuevo León, San Luis Potosí, Veracruz.	3-5 oct.	140

Nota: TT= Tormenta tropical.; DT= Depresión tropical; H1= Huracán Categoría 1, H2= Huracán Categoría 2, H3= Huracán Categoría 3.

La incidencia de ciclones tropicales en la zona, sin considerar las depresiones tropicales, consiste principalmente en tormentas tropicales, con mayor presencia en los meses de agosto a octubre

Inundaciones

No aplica debido a la ubicación del proyecto en zona marina.

Pérdidas de suelo debido a la erosión

Dado que el proyecto se localiza en el mar, este apartado no aplica.

Contaminación de las aguas superficiales debido a escurrimientos

Dado que el proyecto se localiza en el mar, este apartado no aplica.

En el **Anexo 7 “Análisis de daños ambientales de contaminación”**, se encuentra el análisis de posibles daños ambientales de contaminación hacia el suelo y recursos hídricos.

Riesgos radiológicos

Para el área, donde se localiza el proyecto, no se tiene registros de posibles riesgos radiológicos.

III.2.6.4 Historial epidémico y endémico de enfermedades cíclicas en el área del Proyecto

Las instalaciones costa afuera por su ubicación no tienen injerencia en comunidades en las que pudiese haber población posiblemente afectada. La población presente sería únicamente el personal que labore en las instalaciones marinas cercanas a la ubicación del proyecto; sin embargo, en el presente apartado se presentan datos correspondientes a los estados de Veracruz y Tabasco así como municipios en los que incide el proyecto.

Actualmente se vive a nivel mundial la epidemia Síndrome respiratorio agudo severo Coronavirus-2 (SARS-CoV-2) nombrado COVID-19. A continuación se describe la situación actual para los estados y municipios en los que se ubicará el **proyecto Gasoducto Extensión Sureste "Etapa II"**⁷.

Estado de Veracruz

En el estado de Veracruz se reportó el primer caso de COVID-19 el 18 de marzo de 2020, se trató de una mujer de 22 años y un hombre 24 años con antecedente de viaje al extranjero en el área metropolitana de Veracruz - Boca del Río. El primer fallecimiento se dio en el municipio de Tlacotalpan el 29 de marzo de 2020. A nivel estatal se tienen las siguientes estadísticas en cuanto a COVID-19.

- 186,674 casos confirmados (49.96% mujeres, 50.04% hombres).
- 171,059 casos negativos.
- 15,110 casos sospechosos.
- 16,665 defunciones.
- 147,826 recuperados.
- 3,805 casos activos

Para los municipios en los que se ubicará el **proyecto Gasoducto Extensión Sureste "Etapa II"**, las estadísticas son las siguientes:

Información General	Tamiahua	Tuxpan	Coatzacoalcos
Casos confirmados	103 (46.60% mujeres / 53.40% hombres)	4,742 (47.39% mujeres / 52.61% hombres)	12,237 (50.58% mujeres / 49.42% hombres)
Casos negativos	74	3,286	14,788
Casos sospechosos	10	202	2,888
Personas recuperadas	61	3,667	9,840
Casos activos	1	150	93
Defunciones	23	406	1,205

Estado de Tabasco⁸

En el estado de Tabasco el primer caso registrado de COVID-19 fue el 18 de marzo de 2020 en la ciudad de Villahermosa, se trató de una mujer de 61 años con antecedente de viaje a Francia. A nivel estado se tienen las siguientes estadísticas en cuanto a COVID-19.

- 191,533 casos confirmados (51.77% mujeres / 48.23% hombres)
- 353,395 casos negativos (acumulados)
- 11,611 casos sospechosos (acumulados)
- 177,064 personas recuperadas
- 1,810 casos activos
- 6,052 defunciones (acumuladas)

⁷ Las cifras que se presentan están actualizadas al mes de junio 2022, información obtenida de Datos Abiertos Dirección General de Epidemiología de la Secretaría de Salud Federal <https://datos.covid-19.conacyt.mx/#DOView>

⁸ Datos consultados el día 28 de junio de 2022 en la página web <https://tabasco.gob.mx/salud>

En lo referente al municipio de Paraíso al mes de mayo 2022, se tienen las siguientes cifras:

- 6,590 casos confirmados (47.74% mujeres / 52.26% hombres)
- 7,998 casos negativos (acumulados)
- 1,034 casos sospechosos (acumulados)
- 5,995 personas recuperadas
- 29 casos activos
- 293 defunciones (acumuladas)

Además de la epidemia por COVID-19, no se tienen registros de otros acordonamientos sanitarios en la zona de ubicación del **proyecto Gasoducto Extensión Sureste "Etapa II"**, ni zonas aledañas, se realizó la revisión de los sistemas de salud de la Secretaría de Salud de los Gobiernos de los Estados de Veracruz y Tabasco.

III.2.6.5 Zonas vulnerables, componentes ambientales, infraestructura vial y uso de suelo para el proyecto

A continuación, se describen las proximidades a la instalación en cuanto a poblaciones, componentes ambientales, infraestructura y uso de suelo.

En la Tabla III.2.6.5-1 se presentan las proximidades y cruzamientos con zonas vulnerables de población en el entorno de la franja de 800 m a ambos lados de los tramos de ducto del **proyecto Gasoducto Extensión Sureste "Etapa II"**.

Tabla III.2.6.5-1. Proximidades con zonas vulnerables de población en el entorno de la franja de 800 m a ambos

Tipo de zona vulnerable	Nombre de la zona vulnerable	Ubicación (punto cardinal)	Distancia al ducto (metros)	Tipo (proximidad o cruzamiento)	Km inicial de la proximidad o cruzamiento (cadenamiento)	Km final de la proximidad o cruzamiento (cadenamiento)
Gasoducto 36" Segmento Veracruz Norte – Coatzacoalcos						
Localidad rural	No se ubica en el radio de 800 metros.	---	---	---	---	---
Gasoducto 36" Segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas						
Localidad rural	Asentamientos humanos de la localidad Las Flores 3ra. Sección, municipio Paraíso, Tabasco.	Suroeste - Oeste	300 - 800	Proximidad	190+700	190+700

Fuente:

Mapa Digital de México - INEGI Versión 6.3.0. 2022 www.gaia.inegi.org.mx

Instituto Nacional de Estadística y Geografía www.inegi.org.mx

Cartas topográficas INEGI Claves: F14D35 Serie III Tamiahua / F14D55 Serie III Tuxpam, E15A85 Serie 2019 Coatzacoalcos, E15A79 Serie III Comalcalco.

Nota: se ocuparon los archivos kmz en plataforma Google Earth proporcionados por TGNH: Tramo 1 Tuxp-CTZ_.kmz y Tramo 2 CTZ-DB_.kmz.

--- : no aplica.

En la Tabla III.2.6.5-2 se presentan las proximidades y cruzamientos con componentes ambientales en el entorno de la franja de 800 m a ambos lados de los tramos de ducto del **proyecto Gasoducto Extensión Sureste "Etapa II"**.

Tabla III.2.6.5-2. Proximidades y cruzamientos con componentes ambientales en el entorno de la franja de 800 m a ambos lados

Tipo de componente ambiental	Nombre	Descripción breve	Ubicación (punto cardinal)	Tipo (proximidad o cruzamiento)	Para proximidades, distancia promedio al ducto (m)	Km inicial de la proximidad o cruzamiento (cadenamiento)	Km final de la proximidad o cruzamiento (cadenamiento)
Gasoducto 36" Segmento Veracruz Norte – Coatzacoalcos							
Cuerpo / corriente de agua	Golfo de México	Cuerpo de agua marítimo, es una región marítima del océano Atlántico que se encuentra casi completamente rodeada por el continente americano y por islas.	Cruzamiento	Cruzamiento	Abarca el radio de 800 metros	0+000	501+300
Región Marina Prioritaria	Tecolutla	RMP No. 48, presenta vegetación con una alta integridad ecológica (manglar, humedales, dunas), así como de biodiversidad de crustáceos, peces, tortugas, aves migratorias, tulares, manglares y halófitas; con endemismos en peces, además de zona de reproducción y alimentación de tursiones y de reproducción de tortugas.	Cruzamiento	Cruzamiento	Abarca el radio de 800 metros	97+000	124+000
	Laguna Verde-Antón Lizardo	RMP No. 49, cuenta con lagunas con vegetación conservada (humedales), zonas oceánicas, marismas, esteros, bahías, y una amplia biodiversidad en moluscos, poliquetos, equinodermos, crustáceos, peces, tortugas, aves, mamíferos marinos, así como manglares, tulares, carrizales y popales.	Cruzamiento	Cruzamiento	Abarca el radio de 800 metros	202+000	292+000

Tabla III.2.6.5-2. Proximidades y cruzamientos con componentes ambientales en el entorno de la franja de 800 m a ambos lados

Tipo de componente ambiental	Nombre	Descripción breve	Ubicación (punto cardinal)	Tipo (proximidad o cruzamiento)	Para proximidades, distancia promedio al ducto (m)	Km inicial de la proximidad o cruzamiento (cadenamiento)	Km final de la proximidad o cruzamiento (cadenamiento)
	Sistema Lagunar de Alvarado	RMP No. 50, entre la riqueza ambiental que se puede encontrar en esta RMP están los equinodermos, moluscos, poliquetos, crustáceos, peces, tortugas, aves, mamíferos marinos, manglares, tulares, carrizales y popales. Muchos peces usan las lagunas para reproducción, y existe migración de camarones.	Cruzamiento	Cruzamiento	Abarca el radio de 800 metros	320+00	357+000
	Los Tuxtlas	RMP No. 51, es una región que se caracteriza por acantilados, lagunas costeras, humedales, dunas y arrecifes. En cuanto a diversidad corresponde, presenta una alta diversidad en fitoplancton, zooplancton, crustáceos, peces, manglares, pastos marinos y corales.	Cruzamiento	Cruzamiento	Abarca el radio de 800 metros	376+000	433+000
	Delta del Río Coatzacoalcos	RMP No. 52. tiene una extensión: 2964 km ² , se ubica en el estado de Veracruz. nace en la Sierra Atravesada y desemboca en el Golfo de México.	Cruzamiento	Cruzamiento	Abarca el radio de 800 metros	457+000	501+300
Región Terrestre Prioritaria	Laguna de Tamiahua	RTP No. 103, tiene una superficie de 1,405 km ² . Se ubica en el estado de Veracruz, es el manglar más grande que aún queda al norte del Papaloapan.	Cruzamiento	Cruzamiento	Abarca el radio de 800 metros	0+000	1+000

Tabla III.2.6.5-2. Proximidades y cruzamientos con componentes ambientales en el entorno de la franja de 800 m a ambos lados

Tipo de componente ambiental	Nombre	Descripción breve	Ubicación (punto cardinal)	Tipo (proximidad o cruzamiento)	Para proximidades, distancia promedio al ducto (m)	Km inicial de la proximidad o cruzamiento (cadenamiento)	Km final de la proximidad o cruzamiento (cadenamiento)
Región Hidrológica Prioritaria	Los Tuxtlas	RHP No. 80, tiene una extensión: 3484.34 km ² , se ubica en el estado de Veracruz. Recursos hídricos principales <i>lénticos</i> : lagos de Catemaco, La Escondida, El Zacatal, La Encantada, lagunas de Sontecomapa y del Ostión, lago cráter de San Martín. <i>Lóticos</i> : ríos Grande de San Andrés, de La Palma, Salto de Eyipantla, arroyos Agrio y Coyame y manantiales de aguas carbonatadas.	Proximidad	Oeste	700 – 800	500+800	501+300
Gasoducto 36" Segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas							
Cuerpo / corriente de agua	Golfo de México	Cuerpo de agua marítimo, es una región marítima del océano Atlántico que se encuentra casi completamente rodeada por el continente americano y por islas.	Cruzamiento	Cruzamiento	Abarca el radio de 800 metros	0+000	190+700
Región Marina Prioritaria	Delta del Río Coatzacoalcos	RMP No. 52, tiene una extensión: 2964 km ² , se ubica en el estado de Veracruz, nace en la Sierra Atravesada y desemboca en el Golfo de México.	Cruzamiento	Cruzamiento	Abarca el radio de 800 metros	0+000	68+300
	Pantanos de Centla-Laguna de Términos	Región Marina Prioritaria (RMP) No. 53 Pantanos de Centla – Laguna de Términos, se ubica en los estados de Tabasco y Campeche, extensión: 55114 km ² .	Cruzamiento	Cruzamiento	Abarca el radio de 800 metros	96+000	190+700

Tabla III.2.6.5-2. Proximidades y cruzamientos con componentes ambientales en el entorno de la franja de 800 m a ambos lados

Tipo de componente ambiental	Nombre	Descripción breve	Ubicación (punto cardinal)	Tipo (proximidad o cruzamiento)	Para proximidades, distancia promedio al ducto (m)	Km inicial de la proximidad o cruzamiento (cadenamiento)	Km final de la proximidad o cruzamiento (cadenamiento)
Región Hidrológica Prioritaria	Los Tuxtlas	RHP No. 80, tiene una extensión: 3484.34 km ² , se ubica en el estado de Veracruz. Recursos hídricos principales <i>lénticos</i> : lagos de Catemaco, Escondida, El Zacatal, La Encantada, lagunas de Sontecomapa y del Ostión, lago cráter de San Martín. <i>Lóticos</i> : ríos Grande de San Andrés, de La Palma, Salto de Eyipantla, arroyos Agrio y Coyame y manantiales de aguas carbonatadas.	Proximidad	Oeste	700 – 800	0+000	0+500

Fuente: Mapa Digital de México - INEGI Versión 6.3.0. 2022 www.gaia.inegi.org.mx
 Instituto Nacional de Estadística y Geografía www.inegi.org.mx
 Comisión Nacional de Áreas Naturales Protegidas <http://sig.conanp.gob.mx/website/pagsig/felist/>
 Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad <https://www.gob.mx/conabio>
 Cartas topográficas INEGI Claves: F14D35 Serie III Tamiahua / F14D55 Serie III Tuxpam, E15A85 Serie 2019 Coatzacoalcos, E15A79 Serie III Comalcalco.
Nota: se ocuparon los archivos kmz en plataforma Google Earth proporcionados por TGNH: Tramo 1 Tuxp-CTZ_.kmz y Tramo 2 CTZ-DB_.kmz.
 Los cadenamamientos indicados (inicial y final de proximidad o cruzamiento) son aproximados.
 --- : no aplica

- Proximidades y cruzamientos con infraestructura en el entorno de la franja de 800 m a ambos lados de los tramos de ducto del **proyecto Gasoducto Extensión Sureste "Etapa II"**⁹.

De acuerdo con el sondeo realizado sobre el trazo del gasoducto, se identificó que el **proyecto Gasoducto Extensión Sureste "Etapa II"**, en el Segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas cruzará con tres tuberías cercanas a la costa del municipio Paraíso, estado de Tabasco. En la Tabla III.2.6.5-3 se indican las coordenadas UTM Zona 15 N de los cruces con terceros.

Ubicación	Coordenadas UTM Zona 15 N	
	X	Y
Municipio de Paraíso		

COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

- Usos de suelo en el entorno de la franja de 800 m a ambos lados de los tramos de ducto del **proyecto Gasoducto Extensión Sureste "Etapa II"**.

⁹ Datos obtenidos del Capítulo II de la Manifestación de Impacto Ambiental, Modalidad Regional Gasoducto Extensión Sureste "Etapa II", Junio 2022.

El área de ubicación del proyecto en su paso por el estado de Tabasco, es clasificada un área de uso exclusivo para la industria petrolera mexicana, el tráfico marítimo que existe en el área consiste en embarcaciones relacionadas con esta misma industria y restringe toda actividad diferente a la de exploración, extracción, explotación y transporte de hidrocarburos.

El tráfico marino existente en el área consiste en embarcaciones relacionadas con esta misma industria y restringe toda actividad diferente, así también es un área restringida para la navegación de embarcaciones no petroleras alrededor de las instalaciones marinas ubicadas en la zona.

En el **Anexo 6** se muestran las proximidades del **proyecto Gasoducto Extensión Sureste "Etapa II"**.

III.3 Condiciones de operación

Las condiciones de flujo, presión y temperatura de diseño, para el **proyecto Gasoducto Extensión Sureste "Etapa II"**, se muestran en la Tabla III.3-1

Tabla III.3-1 Condiciones de diseño

Segmento	Presión mín. / máx. kPag (psig)	Flujo MMPCSD			Temperatura °C (mín./máx.)
		Diseño	Máximo	Mínimo	
Gasoducto Veracruz Norte – Coatzacoalcos	5,860.54 / 15,306.36 (850 / 2,220)	1376	---	---	10/50
Gasoducto Coatzacoalcos - Dos Bocas	8,039.28 / 9,673.34 (1166 / 1,403)	777	---	---	10/50

--- Información no disponible.

En el **Anexo 4 "DFP"** se muestran los diagramas de flujo de proceso (DFP) y en el **Anexo 8 "Diagramas"** se muestran los diagramas de cada uno de los segmentos para el **proyecto Gasoducto Extensión Sureste "Etapa II"**.

III.3.1 Especificación del cuarto de control

El **proyecto Gasoducto Extensión Sureste "Etapa II"**, consiste en el desarrollo de los tramos marinos para el gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos y el gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos – Dos Bocas. Por lo que no se considera la construcción de un cuarto de control, ya que el monitoreo de las variables de operación se realizará a través del sistema de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA).

III.3.2 Sistema de aislamiento

El sistema de aislamiento de los tramos marinos, para el gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos y el gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos – Dos Bocas, contempla la instalación de válvulas de seccionamiento dentro de las instalaciones superficiales, las cuales corresponden a la CS Veracruz Norte, CS Coatzacoalcos y la DMS Dos Bocas.

Cabe mencionar, que para el gasoducto 36" segmento Veracruz Norte – Coatzacoalcos, se contempla la instalación de una válvula de seccionamiento posterior a la CS Veracruz Norte, en la sección terrestre hacia la sección marina (DPI, direct pipe).

III.4 Análisis y evaluación de riesgos

III.4.1 Premisas y consideraciones hechas para la selección de las metodologías aplicadas

Para el desarrollo del presente análisis de riesgos para el **proyecto Gasoducto Extensión Sureste “Etapa II”**, en etapa diseño (ingeniería FEED), se requiere definir las fronteras, consideraciones y criterios aplicados, los cuales se enumeran a continuación:

III.4.1.1 Análisis preliminar de riesgos

La elección de la metodología a emplear para la identificación preliminar de los peligros y amenazas para la operación del **proyecto Gasoducto Extensión Sureste “Etapa II”**, se sustenta en base a la experiencia del GMAR, en lo establecido en la guía para estudios de riesgo (modalidad análisis de riesgo) de la SEMARNAT y tomando como referencia la guía de la ASEA¹⁰. Para la elección de la metodología, que identifique de manera preliminar los riesgos propios y sus características, se consideró el tipo de proyecto y acorde a la etapa del ciclo de vida.

III.4.1.2 Análisis cualitativo de riesgos

Sistemas para analizar

Se analizarán el gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo marino) y el gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos – Dos Bocas (tramo marino) que forman parte del **proyecto Gasoducto Extensión Sureste “Etapa II”**, mismos que se encuentran en etapa de diseño (ingeniería FEED).

Las instalaciones que serán analizadas por DNV, a través de ¿Qué pasa sí...?, son los gasoductos de 36", antes mencionados, contemplando todos los posibles daños durante el proceso, factores externos tales como fenómenos naturales y socio-organizacionales.

Definición de los nodos de estudio

La delimitación de los nodos de estudio se definió en común acuerdo con los integrantes del GMAR, para el **proyecto Gasoducto Extensión Sureste “Etapa II”**, en etapa de diseño (ingeniería FEED), se decidió dividirlo en 2 (dos) nodos, mismos que se mencionan en la Tabla III.4.1.2-1. Los diagramas donde se representan los nodos se muestran en el **Anexo 9 “Nodos de Estudio”**.

¹⁰ Punto 5.4.1 de la Guía para Elaboración de Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos de la ASEA 2020, página 22.

Tabla III.4.1.2-1 Nodos de estudio

Nodo	Nombre del nodo	Límites del nodo	Diagrama
01	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino)	Desde la salida del gasoducto costa afuera, proveniente de la CS Veracruz Norte, hasta la llegada (costa adentro) del gasoducto hacia la CS Coatzacoalcos.	03-ML-08-004 Rev. BR
02	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino)	Desde la salida del gasoducto costa afuera, proveniente de la CS Coatzacoalcos, hasta la llegada (costa adentro) del gasoducto hacia la DMS Dos Bocas.	03-ML-08-013 Rev. BR

Durante las sesiones de trabajo se tomarán las siguientes premisas para la identificación de los peligros del diseño actual del sistema:

1. Se siguió un enfoque conservador durante el análisis; sin embargo, el equipo hizo todo lo posible para asegurarse de que las consecuencias no se sobrestimaran, tomando las medidas adecuadas de los especialistas.
2. Identificación de escenarios con causas con una probabilidad real de ocurrencia (causa creíble) los cuales puedan afectar a los receptores de riesgo.

Metodología de identificación y jerarquización de riesgos

Las metodologías para utilizar en el presente estudio se sustentan con lo establecido en la guía de estudio de riesgo de la SEMARNAT¹¹, la cual considera la aplicación de alguna de las siguientes metodologías:

- Análisis de Riesgo y Operabilidad (HazOp).
- Análisis de Modo Falla y Efecto (FMEA) con Árbol de Eventos.
- Árbol de Fallas.
- Otra con características similares a las anteriores

Para la jerarquización se consideró el uso de la matriz de riesgo con cuatro niveles de importancia, propuesta y desarrollada por TC Energía, para cumplimiento con SASISOPA. Para ello se estimaron las frecuencias y consecuencias para 5 receptores de riesgo individual: Salud y Seguridad, Medio Ambiente, Financiero, Regulatorio / Legal, Reputación.

III.4.1.3 Análisis cuantitativo de riesgos

Análisis de frecuencias

Para el presente estudio se realizará la estimación de frecuencias de fallo, para aquellos escenarios cuya magnitud de riesgos (MR) obtenida en la identificación de peligros se encuentre en las zonas de riesgo Alto (A) o Extremo (E), como se muestra a continuación.

¹¹ Punto 1.4.2 de la Guía para presentación del Estudio de Riesgo modalidad Análisis de Riesgo de la SEMARNAT, página 22.

Figura III.4.1.3-1 Matriz por Magnitud de Riesgo

		CONSECUENCIA				
		1	2	3	4	5
PROBABILIDAD	E	MR≤25	26≤MR≤50	51≤MR≤75	76≤MR≤100	101≤MR≤125
	D	MR≤20	21≤MR≤40	41≤MR≤60	61≤MR≤80	81≤MR≤100
	C	MR≤15	16≤MR≤30	31≤MR≤45	46≤MR≤60	61≤MR≤75
	B	MR≤10	11≤MR≤20	21≤MR≤30	31≤MR≤40	41≤MR≤50
	A	MR≤5	6≤MR≤10	11≤MR≤15	16≤MR≤20	21≤MR≤25

Las fuentes de donde se extraigan los datos de confiabilidad para la estimación de frecuencias tendrán un orden jerárquico para su utilización. Primeramente, deberán considerarse los datos emitidos por el GMAR, seguidos de los datos obtenidos a partir de los registros de la propia instalación y, en su lugar, los registros de la compañía en instalaciones similares. En caso de ser instalaciones nuevas en empresas sin experiencias acumuladas en registros, se deberán considerar los datos que aparecen en las bases de datos genéricos con los modos de fallos de equipos y procesos afines con el objeto analizado.

Se considerarán dos medios para realizar el análisis de frecuencias: el método de estimación de frecuencias y el análisis por árboles de fallos.

Análisis de consecuencias

Para la etapa de análisis detallado de consecuencias se considerarán, en primera instancia, los escenarios que de la identificación de peligros se encuentren en las zonas de riesgo alto (A) o extremo (E) por su magnitud de riesgo.

Adicionalmente, se tomará en cuenta lo señalado en la guía de la ASEA¹², para definir los escenarios para el análisis de consecuencias como sigue:

- a) El **Peor Caso** para cada sustancia peligrosa manejada (para recipientes, considerar el que involucre a la mayor cantidad de sustancia en un solo recipiente, por ejemplo, el tanque de almacenamiento con mayor cantidad almacenada, y para tuberías considerar el que involucre a la mayor cantidad de sustancia en una tubería, por ejemplo, la tubería con mayor diámetro y mayor longitud entre válvulas de seccionamiento), independientemente de la región de riesgo donde se ubiquen.

¹² Punto 5.4.2.2 de la Guía para Elaboración de Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos de la ASEA 2020, página 28.

- b) El **Caso Más Probable** para cada sustancia peligrosa manejada, independientemente de la región de riesgo donde se ubiquen, considerando una fuga del 20% del diámetro equivalente de la tubería.
- c) Los **Casos Alternos**: Escenarios que se ubiquen dentro de la región de riesgo no tolerable y además aquellos ubicados en la región ALARP que sean de interés particular para la evaluación de consecuencias identificados en el desarrollo de la jerarquización de riesgo. En caso de que se haya demostrado metodológica y sistemáticamente en dicho apartado, que todos los escenarios de riesgo se localizan únicamente dentro de los niveles de tolerabilidad o aceptabilidad, se simularán aquellos escenarios de riesgo que sean de interés particular. Los regulados realizarán las simulaciones para un orificio de fuga del 20% y del 100% del diámetro equivalente de la tubería, y ruptura total en caso de recipientes.

Los parámetros de radiación térmica y de sobrepresión que definen las zonas de alto riesgo y de amortiguamiento a monitorear serán de acuerdo con la tabla 31 de la guía de la ASEA¹³, mostrada a continuación.

Tabla III.4.1.3-1 Parámetros a utilizar para la determinación de las zonas de alto riesgo y amortiguamiento

Descripción	Zonas de alto riesgo por daño a equipos	Zona de alto riesgo	Zona de amortiguamiento
Toxicidad (Concentración)	-----	IDLH (ppm)	TLV ₈ (TWA) o TLV ₁₅ (STEL)
Inflamabilidad (Radiación térmica)	Rango de 12.5 kW/m ² a 37.5 kW/m ²	5.0 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)

Es importante señalar, que se acordó con el GMAR que las ubicaciones de los puntos de fuga y rupturas, para las simulaciones del análisis de consecuencias, fueran en las áreas costeras, con la finalidad de mostrar los escenarios de liberación de gas natural y las posibles afectaciones relacionadas con los segmentos del gasoducto marino. Lo anterior, debido a que en las zonas marinas solo se esperaría la liberación y dispersión del gas para eventos no deseados, así como, la probabilidad de ocurrencia es muy baja.

Determinación de medidas de reducción de riesgo

Si como resultado del análisis cualitativo y cuantitativo de riesgos, alguno de los escenarios posicionados en las zonas de riesgo alto (A) y/o extremo (E) por su magnitud de riesgo, no cuenta o no tiene considerados los sistemas de seguridad y/o medidas preventivas que permitan la administración de los riesgos, será necesario determinar el Nivel de Integridad de Seguridad (SIL). Para lo cual se desarrollará un análisis de capas de protección con el fin de conocer la necesidad de implementación de capas adicionales de protección o de un sistema instrumentado de seguridad. La técnica por emplear, así como los reportes serán basados en el documento de CCPS-AIChE "Layer of Protection Analysis".

¹³ Punto 5.4.2.2 de la Guía para Elaboración de Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos de la ASEA 2020, página 30.

III.4.1.4. Información para emplear en el análisis

Para la elaboración de este análisis de riesgos de proceso, en relación con el **proyecto Gasoducto Extensión Sureste “Etapa I”** en etapa de diseño (ingeniería FEED), se utilizó el paquete tecnológico entregado por el cliente. A continuación, se indican algunos de ellos:

1. Diagramas:
 - a. 03-ML-08-004, firmado.
 - b. 03-ML-08-013, firmado.
2. Base de diseño:
 - a. Bases de Diseño, documento SEE-DE-PL-21-001, Rev. 2R, 26 de mayo 2022 (en español e inglés / firmado)
3. Manual de procedimiento para la operación, mantenimiento y seguridad TGNH, 13/OCT/2021, Rev. C (en español / firmado)
4. Diagramas de flujo de proceso:
 - a. 82070-03-ML-09-001, Rev. B (firmado)

El GMAR evaluó y verificó que la información recopilada es de diseño (ingeniería FEED) propuesto para el proyecto, por lo que, avala su uso para complementar los apartados de este análisis y en las reuniones para la identificación de peligros.

En el **Anexo 10 “Información Utilizada”** se encuentra una copia simple de la información utilizada para la elaboración de la identificación de peligros y evaluación de riesgos por el **proyecto Gasoducto Extensión Sureste “Etapa II”**, en etapa de diseño (ingeniería FEED).

III.4.2 Descripción de las metodologías seleccionadas para la identificación de peligros, evaluación y análisis de riesgos

III.4.2.1 Análisis preliminar de peligros

Antecedentes de incidentes y accidentes

El análisis histórico permite tener un conocimiento real de los hechos ocurridos que han afectado o que tienen un alto potencial de afectar al proceso y conducir a situaciones anormales ocurridas en instalaciones semejantes, hecho que ayuda al planteamiento de situaciones accidentales factibles. El análisis de los accidentes o incidentes ocurridos en el pasado permite visualizar el riesgo potencial de las diferentes actividades llevadas a cabo en el almacenamiento y transporte de productos petrolíferos.

Esta es una técnica relativamente poco costosa dentro del campo del análisis de riesgo. El proceso consta de la consulta a la fuente o fuentes de información seleccionadas y posteriormente un trabajo de selección y elaboración estadística de los resultados obtenidos.

En general se define como accidente a la "ocurrencia de un suceso o evento inesperado y no deseado, que interrumpe o interfiere el desarrollo normal de una actividad y genera lesiones personales, daños materiales y /o daños al medio ambiente".

- **Accidente tecnológico:** cualquier suceso tal como la fuga o escape (gases); vertido o derrame (líquidos) de sustancias inflamables y/o tóxicas; explosión o incendio, que sea consecuencia del desarrollo incontrolado de una actividad industrial o de servicios, dentro o fuera de la entidad, que exponga a los trabajadores; la instalación; al medio ambiente y/o a la comunidad a un peligro grave, inmediato o diferido, creando por tanto una situación de emergencia.
- **Incidente o Avería:** mal funcionamiento de un sistema o proceso que produce afectaciones o daños materiales y/o pérdida de tiempo, pero que no produce situaciones amenazantes para las personas y el medio ambiente. Suele ser el aviso de un futuro accidente, de lo que se infiere la conveniencia de adoptar a tiempo las medidas de corrección pertinentes. Desde el punto de vista estadístico, es aquel similar a un accidente pero que no causa lesiones o daños a personas. Tiene un potencial de lesión que no se produjo, pero a mayor número de incidentes va a haber una mayor probabilidad de accidentes capaces de producir afectaciones a las personas, a la instalación y/o ambientales.

III.4.2.2 Análisis cualitativo de riesgos

Análisis ¿Qué pasa sí...?

La metodología de análisis ¿Qué pasa si...? tiene el enfoque de una lluvia de ideas en la cual el grupo multidisciplinario familiarizado con el proceso formula preguntas o manifiesta preocupaciones acerca de posibles eventos indeseados. Este análisis no es un proceso estructurado como algunas otras metodologías. En su lugar, este requiere que el analista adapte el concepto básico a la aplicación específica. De cualquier forma, es frecuentemente utilizado por la industria en sus etapas tempranas o durante la vida de un proceso y tiene buena reputación entre aquellos especialistas que lo apliquen. El concepto del análisis ¿Qué pasa si...? anima al grupo de evaluación de riesgos a pensar en preguntas que empiecen con "¿Qué pasa si...?". Cualquier proceso puede ser manifestado, aun si no es parafraseado como pregunta. Por ejemplo:

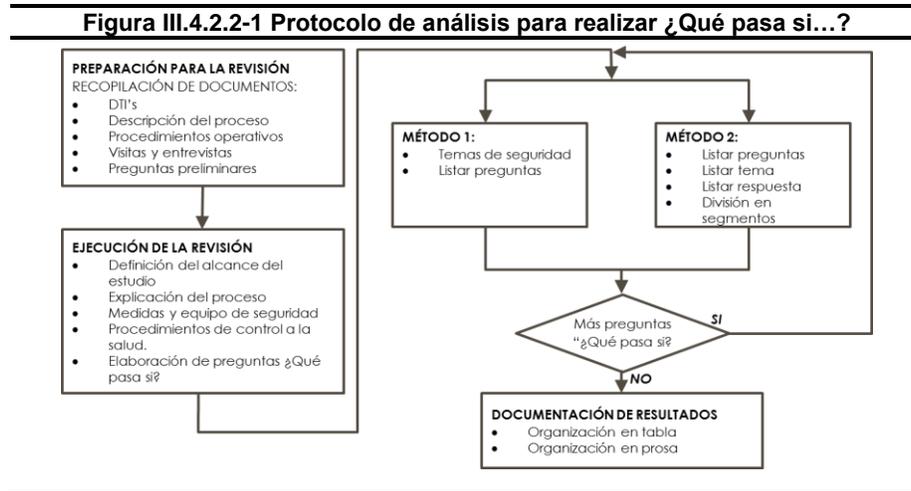
- Me preocupa entregar el material equivocado.
- ¿Qué pasa sí la bomba A detiene su funcionamiento durante el arranque?
- ¿Qué pasa sí el operador abre la válvula B en lugar de la válvula A?

Generalmente, se registran todas las preguntas y luego éstas se dividen dentro de áreas específicas de investigación (generalmente relacionadas con las consecuencias de interés), como la seguridad eléctrica, protección contra incendios o seguridad del personal. Cada área es subsecuentemente direccionada a un equipo de una o más personas expertas. Las preguntas se formulan en base a la experiencia y aplicando los diagramas y descripciones de procesos existentes.

Para una planta en operación, la investigación incluye entrevistas con el personal de la planta no representado en el grupo multidisciplinario de análisis y evaluación de riesgos. Puede no haber un

patrón específico u orden para las preguntas, a menos que el líder suministre un patrón lógico como una división del proceso dentro de sistemas funcionales.

Las preguntas pueden direccionarse a cualquier condición no normal relacionada con la planta, no solamente componentes de falla o variaciones de proceso. En la **Figura III.4.2.2-1** se muestra el protocolo para identificación de peligros mediante la metodología de ¿Qué pasa si...?



Jerarquización de riesgos

Para el análisis de riesgos cualitativos se tomará la metodología por matriz de riesgos. Una matriz de riesgos está compuesta por una escala de valores de riesgo diseñada para contar con una medida de comparación entre diversos riesgos. Aunque un sistema de este tipo puede ser relativamente simple, la escala debe representar valores que tengan un significado para la organización y que puedan apoyar la toma de decisiones. Esa escala debe de cumplir con las siguientes características:

- Ser simple de entender y fácil de usar.
- Incluir todo el espectro de frecuencia de ocurrencia de escenarios de riesgo potenciales.
- Describir detalladamente las consecuencias en cada categoría.
- Definir claramente los niveles de riesgo.

La matriz de riesgos normalmente se emplea para calificar inicialmente el nivel de riesgo y podría ser la primera etapa dentro de un análisis cuantitativo de estos.

III.4.2.3 Análisis cuantitativo de riesgos

Análisis de frecuencias

Método de estimación de frecuencias

El método de estimación de frecuencias más común es el que se aplica re-ponderando las frecuencias a partir de bases de datos o estudios estadísticos de los registros de fallos que han tenido lugar en la propia instalación o instalaciones similares. Pero también puede considerarse los diferentes métodos que se tienen para realizar el cálculo o evaluación más detallada de fallos o modos de fallos como los provenientes de errores humanos, errores organizacionales, de sistemas de control o sistemas eléctricos específicos.

Árboles de fallos (FTA)

El análisis de árboles de fallos (FTA) es una metodología deductiva y sistemática para analizar la seguridad de sistemas complejos durante sus etapas de diseño, construcción y operación. El fundamento del FTA es representar fallos en sistemas mediante diagramas lógicos llamados árboles de fallos.

Un árbol de fallos es un diagrama lógico - gráfico en el cual se describen todas las combinaciones “creíbles” de fallos o eventos normales que causan un evento indeseado (denominado evento tope). Los fallos que se incluyen en un árbol de fallos pueden ser originadas por:

- Errores humanos.
- Fallos en el equipo.
- Eventos de otra índole (condiciones climatológicas, acciones de sabotaje, etc.).

Los fallos de equipos se clasifican, a su vez, en tres categorías:

- Fallo primario: involucra el fallo de un componente operando bajo las condiciones normales de diseño u operación.
- Fallo secundario: involucra el fallo de un componente operando fuera de las condiciones normales de diseño u operación.
- Fallo de comando: involucra la operación inadecuada del componente, esto es, fuera de lugar o del tiempo de operación normal. Se debe interpretar como el fallo del comando que controla la operación del componente.

Al construir el árbol de fallos es importante hacer una clara determinación de las interrelaciones entre eventos. Para este fin, es de particular utilidad tener presentes los siguientes conceptos:

- Efectos del fallo: son las consecuencias que originan el fallo de un componente.
- Modos de fallo: son los que especifican el “cómo” un equipo deja de cumplir su función.
- Mecanismos de fallo: consideran la forma en que un modo de fallo puede ocurrir, es decir especifica el “por qué” del fallo.

Análisis de consecuencias

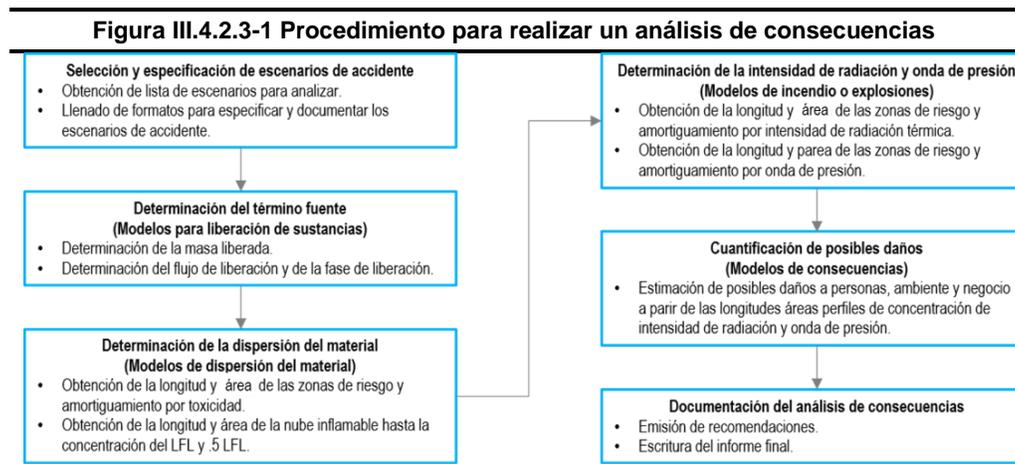
Se entiende por análisis de consecuencias a la evaluación cuantitativa de la evolución espacial y temporal de las variables físicas representativas de los fenómenos peligrosos en los que intervienen sustancias peligrosas y sus posibles efectos sobre las personas, medio ambiente y bienes, con el fin de estimar la naturaleza y magnitud del daño.

El análisis de consecuencias de incendios, explosiones y nubes tóxicas es una metodología de análisis de riesgos que permite estimar la medida de los efectos esperados de la ocurrencia de un evento potencialmente peligroso. Mediante el análisis de consecuencias permite estimar los posibles daños debido a la pérdida de control sobre sustancias peligrosas.

Los diversos tipos de accidentes graves a considerar en las instalaciones en las que haya sustancias peligrosas pueden producir determinados fenómenos peligrosos para las personas, medio ambiente y bienes materiales:

- Fenómenos de tipo mecánico: ondas de sobrepresión y proyectiles.
- Fenómenos de tipo térmico: radiación térmica.
- Fenómenos de tipo químico: fugas o derrames incontrolados de sustancias tóxicas o contaminantes.

El procedimiento para realizar un análisis de consecuencias se ilustra en la Figura III.4.2.3-1 a continuación.



Capas de protección (LOPA)

La metodología LOPA se focaliza en aquellos escenarios accidentales definidos durante la etapa de identificación de peligros que presentan un nivel de riesgo significativo.

Una vez escogidos dichos escenarios, el LOPA ordena de forma estructurada los sucesos iniciadores (las causas) que generan el escenario accidental, así como la totalidad de las salvaguardas existentes en el proceso. A partir de este punto, el LOPA realiza un análisis frecuencial cuantitativo de dichas variables: estima la frecuencia de las causas, así como la probabilidad de fallo de las

distintas salvaguardas presentes en el proceso analizado. En el caso de obtener un nivel de riesgo superior al tolerable, y teniendo en cuenta la diferencia entre el nivel de riesgo actual y el considerado como tolerable se define no sólo la tipología de la capa de protección necesaria a instalar, sino también su nivel de fiabilidad que asegure la reducción del nivel de riesgo requerida.

Se consideran capas de protección: (1) las incorporadas en el propio diseño del proceso, (2) el sistema básico de control del proceso, (3) las alarmas, (4) las medidas adicionales de mitigación, como por ejemplo las mecánicas, estructurales, procedimientos; (5) capas de protección independientes, conocidas como IPL's (Independent Protection Layers), cuya fiabilidad se puede estimar a partir de su probabilidad de fallo en demanda (PFDavg, Probability of Failure on Demand).

Una tipología de IPL se conoce bajo el nombre de sistema instrumentado de seguridad (SIS), el cual se define como una combinación de sensores, lógicas y elementos finales. Dicho sistema, en caso de desviación del proceso, implementará una o varias funciones instrumentadas de seguridad (SIF's) cuyo objetivo es devolver el proceso a un estado seguro. La fiabilidad del SIS se mide mediante el nivel SIL (Safety Integrity Level), variable que es función de la PFDavg, o del nivel de reducción del riesgo requerido. Cabe destacar que un SIS puede operar de dos modos distintos: (1) modo de operación en continuo y (2) modo de operación bajo demanda.

III.4.3 Resultados del análisis preliminar de peligros, identificación de peligros, evaluación y análisis de riesgos

III.4.3.1 Antecedentes de incidentes y accidentes

Si bien todos los accidentes que ocurren en la industria a nivel global son distintos entre sí por la forma en que se presente la cadena de eventos iniciadores e intermedios que les dan origen, así como las sustancias químicas involucradas en ellos, todos comparten una característica común: son acontecimientos no controlados, cuyas consecuencias estarán determinadas por las propiedades de peligrosidad (físicas y químicas) del material involucrado en dicho accidente y en las causas iniciadoras de los mismos. De este modo, los accidentes pueden tener una serie de combinaciones de factores que pueden acentuar aún más sus daños al personal, al ambiente, a las instalaciones y/o a la población o en ciertos casos, atenuar estos daños. En la Figura III.4.3.1-1 se resumen las causas más comunes que dan origen a los accidentes y las circunstancias o eventos que los propagan o que mitigan sus efectos.

Figura III.4.3.1-1 Causas iniciadoras y circunstancias propagadoras de un incidente

PELIGRO	EVENTO INICIADOR	SUCESOS PROPAGANTES	ELEMENTOS MITIGANTES
<input type="checkbox"/> Almacenamiento de cantidades importantes de sustancias peligrosas. <input type="checkbox"/> Materiales altamente reactivos. <input type="checkbox"/> Velocidades de reacción especialmente sensibles a impurezas o a parámetros de proceso.	<input type="checkbox"/> Fallos de maquinaria y equipos de proceso. <input type="checkbox"/> Fallos de contención. <input type="checkbox"/> Errores humanos. <input type="checkbox"/> Pérdidas de servicio. <input type="checkbox"/> Agentes externos. <input type="checkbox"/> Errores de método de investigación.	<input type="checkbox"/> Desviaciones de parámetros de proceso. <input type="checkbox"/> Fallos de contención. <input type="checkbox"/> Emisiones de materiales. <input type="checkbox"/> Ignición / Explosión. <input type="checkbox"/> Errores de decisión. <input type="checkbox"/> Agentes externos. <input type="checkbox"/> Errores de método o de información.	<input type="checkbox"/> Respuesta de seguridad. <input type="checkbox"/> Mitigación. <input type="checkbox"/> Respuesta de control / Respuesta de los operadores. <input type="checkbox"/> Operación de emergencia. <input type="checkbox"/> Agentes externos. <input type="checkbox"/> Flujo adecuado de información.

Se debe tomar en cuenta el desordenado crecimiento de la población y la mala ubicación de los asentamientos que se ha tenido durante los últimos 20 años en la región. Estadísticamente, los ductos de transportación de gas natural cuentan con un buen nivel de seguridad. La posibilidad de ocurrencia de un accidente en este tipo de actividades se puede considerar relativamente mínima si se toma en cuenta la experiencia de la empresa, las condiciones de operación del proceso, y las medidas de seguridad que se adoptarán.

Sin embargo, el manejo de gas natural, y de hidrocarburos en general en cantidades por arriba de la cantidad de reporte, entrañan un alto riesgo de accidentes potenciales. El manejo y distribución de gas natural se considera una actividad de alto riesgo, de acuerdo con lo señalado en el Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas (Diario Oficial de la Federación del 4 de mayo de 1992), cuya cantidad de reporte es de 500 kilogramos. Es necesario tener siempre presente que muchos accidentes se han producido en empresas que manejan todo tipo de productos, ocasionados generalmente por falta de conciencia, exceso de confianza o por descuido.

Para este análisis se partió de la información recopilada entre los años 1980 – 2002, recogida en la base de datos MARS (European Commission) y de OGP en gasoductos marinos. Cabe mencionar, que el análisis se enfocará en las fugas de gas natural ocurridas en instalaciones industriales y sistemas de transporte, con la finalidad de analizar la severidad de los eventos. En la III.4.3.1-1 aparece organizada por años la información recopilada.

Tabla III.4.3.1-1 Antecedentes de incidentes y accidentes

Núm.	Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancia Involucrada	Evento o Causa del accidente	Nivel de afectación	Acciones realizadas para atención
1	1972*	Isla Staten, New York, US	Planta de almacenamiento de gas natural	Gas natural	Explosión e incendio de gas confinado.	40 personas fallecidas, 2 personas heridas.	No se reporta.
2	1984*	Abbeystead, Lancashire, UK	Estación de bombeo de agua	Metano	Explosión de gas confinado.	16 personas fallecidas, 28 personas heridas.	No se reporta.
3	1985**	No Proporcionado	Planta de proceso de gas natural	Gas natural	Liberación de 90,000 m3 de gas natural causado por las grietas en las soldaduras de filete en la base de un soporte de gas sellado con agua a baja presión. Falla del sello de agua fue causada por grietas en las soldaduras de filete en el recipiente que almacena gas natural (principalmente metano), durante la construcción el cemento de hierro utilizado para sellar las grietas no era adecuado para garantizar su aislamiento durante mucho tiempo.	Pérdida de producto.	Se detuvo la entrada de gas al recipiente y la salida de gas al sistema de distribución
4	1987**	Zona urbana	Planta de almacenamiento de gas natural conectada a un sistema de distribución (planta sin personal)	Gas natural	Liberación de gas natural. Falla de dos válvulas de vástago: Una válvula de retención no funcionó correctamente debido a las condiciones severas del viento. Otra válvula no funcionó correctamente debido a una fricción anormal dentro de sus superficies de apoyo.	No se produjeron pérdidas materiales excepto el producto escapado.	Se aplica plan de respuesta a emergencias

Tabla III.4.3.1-1 Antecedentes de incidentes y accidentes

Núm.	Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancia Involucrada	Evento o Causa del accidente	Nivel de afectación	Acciones realizadas para atención
5	1987**	No Proporcionado	Industria petroquímica para el amoníaco / urea	Metano	Liberación de metano y de una pequeña cantidad de vapores de amoníaco en una unidad de síntesis de amoníaco. Incendio y Explosión confinada de nube de vapor. Rotura de una tubería de 24" causada por corrosión por fatiga cíclica inducida por ciclos térmicos de la línea de 24" Ø. Las causas subyacentes que llevaron a la corrosión de la tubería fueron: un diseño de planta inadecuado, procedimientos de mantenimiento insuficientes y un problema de actitud de manejo inadecuado porque no aclaró las causas de accidentes anteriores.	Pérdidas materiales estimadas en 0.65 M euros.	Se activó la alarma contra incendios. Se aplicaron los procedimientos de emergencias. Se cortó el suministro de gas natural a la planta y la planta se cerró secuencialmente. Posteriormente, se despresurizó toda la planta de amoníaco y se activaron los procedimientos de desmantelamiento de rutina. Después de aproximadamente 5 minutos, los incendios se extinguieron debido al agotamiento de los gases combustibles disponibles. No se requieren medidas de emergencia, ni en el sitio ni fuera del sitio.
6	1987*	Terragona, España	Refinería Enpetrol (Repsol)	Gas natural	Explosión e incendio de nube de gas. Ruptura de tuberías por ataque terrorista con explosivos perpetrado en horarios nocturnos.	2 personas heridas. Daños materiales estimados en unos 100 millones. de pesetas. Sin datos disponibles sobre el costo de la pérdida de producción por indisponibilidad de la planta. Daños materiales a (como REYCON), no hay datos disponibles sobre el costo.	Se aplica plan de respuesta a emergencias.
7	1989**	No Proporcionado	Instalación subterránea de almacenamiento de gas natural.	Gas natural	Explosión por escape de gas natural de un área de almacenamiento subterráneo causada por un mantenimiento.	El accidente causó la pérdida de gas natural por un valor de alrededor de 3 millones de francos franceses (alrededor de 0,44 millones de euros). Interrupción de la vida comunitaria: la policía mantuvo alejados a los curiosos a una distancia segura de 300 m. Pérdida de establecimiento - material max.: 450,000 euros.	Se activó el Plan de Emergencia Interna. Se cubrió la fuente de escape con lodo y llevó la barra a su posición original al aumentar la carga en ella.

Tabla III.4.3.1-1 Antecedentes de incidentes y accidentes

Núm.	Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancia Involucrada	Evento o Causa del accidente	Nivel de afectación	Acciones realizadas para atención
8	1989**	No Proporcionado	Planta de proceso de gas natural	Gas natural	Explosión y bola de fuego (fire ball). Error humano por falta de aplicación de los procedimientos operativos.	0 personas fallecidas, 2 personas heridas. El accidente causó daños estructurales menores a la planta (daños en la pintura, vidrio de calibre rajado).	Se activaron equipos internos de emergencia. Cierre de las válvulas de salida de gas natural licuado. Se apagaron pequeños incendios residuales
9	1990*	Theran, Iran	Instalación subterránea de almacenamiento de gas	Gas	Explosión e incendio.	13 personas fallecidas, 1 personas heridas.	No se reporta.
10	1990**	No Proporcionado	Centro de servicio de gas para la distribución de gas	Gas natural	Liberación de gas natural de manera segura.	Pérdida de gas natural sin cuantificar.	El control volumétrico se apagó de inmediato mediante el control de la rejilla y se accionó el refuerzo
11	1991**	No Proporcionado	Planta de almacenamiento de gas natural	Gas natural	Liberación de gas natural debido a la pérdida de agua en el sello de la copa superior. Falla de alarma de bajo nivel de agua.	Pérdida de gas natural sin cuantificar.	El depósito de gas adyacente se cerró y el contenedor de fugas se vació. Los servicios de emergencia externos fueron informados. El cuerpo de bomberos y la policía un Centro de control de emergencias.
12	1991**	No Proporcionado	Planta de almacenamiento de gas natural	Gas natural	Incendio y explosión. Por diseño inadecuado de un sistema de enfriamiento no era apropiado. La intervención de válvulas de aislamiento automáticas en el reactor no fue lo suficientemente rápida como para evitar que entrara más etileno sin usar al reactor	Daños estructurales a las plantas circundantes, pero no hay datos disponibles sobre su costo.	Sistemas en sitio: sistemas de empapamiento (rociadores de agua, monitores, etc.)
13	1992	No Proporcionado	Sistema de recuperación de azufre de la refinería	Metano	Incendio y explosión. Falla mecánica de la curva de la tubería de 8" Ø del sistema de reciclaje (corrosión).	Pérdida de material no cuantificado.	Cierre de la planta. Parada del suministro eléctrico. Parada de todas las operaciones de descarga y carga. Activación del plan de emergencia interno.
14	1993*	Maracaibo, Venezuela	Planta de proceso de gas natural	Gas natural	Explosión e incendio.	11 personas fallecidas, 1 personas heridas.	No se reporta.

Tabla III.4.3.1-1 Antecedentes de incidentes y accidentes

Núm.	Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancia Involucrada	Evento o Causa del accidente	Nivel de afectación	Acciones realizadas para atención
15	1993	No Proporcionado	Planta de almacenamiento de gas natural no tripulado.	Metano	Incendio y explosión por ataque terrorista con explosivos. Deficiencia en la seguridad de la instalación.	Pérdidas materiales no se proporciona costo de la pérdida: un depósito de gas fue destruido en gran parte, los dos poseedores de gas adyacentes sufrieron daños menores.	El sitio no tripulado no tenía un plan de emergencia interno. Se contó la atención a emergencias de manera externa.
16	1993	No Proporcionado	Planta de almacenamiento de gas natural	Metano	Liberación de metano en válvulas de alivio del tanque de almacenamiento de gas natural licuado. Válvulas calzadas por presencia de hielo.	Sin pérdidas materiales	Cierre de todas las plantas de licuefacción de gas británico. Rociadores techo del tanque.
17	1994**	No Proporcionado	Instalación subterránea de almacenamiento de gas	Gas natural	Explosión e incendio por liberación de gas de la línea de alimentación de las calderas en el subsuelo de la planta (mezcla de gas y carbono en polvo).	2 persona fallecida (1 trabajador y 1 persona del exterior de la instalación, 58 personas heridas (2 trabajadores y 56 personas del exterior de la instalación. Pérdidas materiales de 60 millones de euros fuera de la instalación. Pérdidas materiales de 150 millones de euros en la instalación.	Aplicación del procedimiento del sistema de paro por emergencia. servicios externos de lucha contra incendios; externo servicios de ambulancia / recuperación de víctima.
18	1994**	No Proporcionado	Suministro y de distribución energía.	Gas natural	Explosión por liberación de gas natural durante la corrida del diablo en una tubería de 30", que lleva gas natural a tierra. Falla de la operación automática de la válvula ESD ubicada en la trampa de recibo en tierra. Liberando aproximadamente 8.5 toneladas de gas a la atmósfera antes del cierre manual de emergencia en tierra.	Estimación de daños materiales entre 20 - 30 millones de euros. Pérdida de producción sin estimar.	Los procedimientos de emergencia en el sitio se activaron y todo el personal en el sitio (aproximadamente 70 personas) evacuados a puntos de reunión. Se operó manualmente la válvula ESD en un tiempo estimado de 15 minutos.

Tabla III.4.3.1-1 Antecedentes de incidentes y accidentes

Núm.	Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancia Involucrada	Evento o Causa del accidente	Nivel de afectación	Acciones realizadas para atención
19	1996 14	Louisiana, US	Gasoducto marino	Gas natural	Ruptura e incendio del gasoducto de 12" de diámetro, durante el dragado en Tiger Pass liberando gas natural. Explosión e incendio.	Daños materiales no definidos	Implementación de directrices de seguridad y programas de administración.
20	1996	No Proporcionado	Planta de almacenamiento de gas natural	Gas natural	Liberación de gas natural de un soporte de gas sellado con agua. Deficiencias en los procedimientos de llenado y vaciado.	Dispersión segura	Plan de respuesta a emergencias
21	1996**	No proporcionado	Planta criogénica	Etano, metano	Explosión de una unidad criogénica que libera hidrocarburos e hidrógeno. Agrietamiento inducido por el hidrógeno se ha originado por la variación de la forma geométrica y la deformación plástica resultante en el área de (en correspondencia de) la costura longitudinal dañada (soldadura) del separador. Falta de mantenimiento.	Pérdidas materiales estimadas en 1.5 Millones de ecu (moneda del sistema monetario europeo)	Se activó el sistema de paro por emergencias y procedimientos. Se apagó el sistema de aire acondicionado del centro de medición (centro de control) como medida de seguridad. El centro de control y la planta fueron evacuados.
22	1996**	No proporcionado	Planta de coque	Metano 25%	Incendio y explosión por liberación de gas.	Pérdidas materiales: fragilización de la cáscara del portador del gas	Sistemas de empapamiento (rociadores de agua, monitores, etc.) Sistemas internos de emergencias (bomberos ambulancias).

¹⁴ Pipeline accident summary report, autor. [National Transportation Safety Board \(NTSB\)](#), año de publicación 1998.

Tabla III.4.3.1-1 Antecedentes de incidentes y accidentes

Núm.	Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancia Involucrada	Evento o Causa del accidente	Nivel de afectación	Acciones realizadas para atención
23	1997**	No proporcionado	Planta almacenamiento de gas natural licuado	Gas natural	Liberación en el tanque de gas natural licuado (GNL) durante la modificación del techo del tanque para instalar un densitómetro. Incendio. Falla del sistema de aislamiento (bolsa de aire), durante el proceso de 'corte en frío' en la tubería para la Instalación del densitómetro a través del conjunto de válvula de alivio (en etapa de mantenimiento).	Pérdida de material: 17.7 toneladas de gas natural	Se tomó la decisión de no intentar la inserción del tapón hasta que la presión del gas bajara al mínimo. Después de controlar el lanzamiento de gas
24	1997	No proporcionado	Slug-catcher (cachador)	Gas natural	Liberación de gas natural por expansión térmica. Daños internos sin mantenimiento. Puesta en servicio deficiente de las válvulas de aislamiento (no funcionaron).	Sin consecuencias, evento controlado.	Sin acciones
25	1999**	No Proporcionado	Planta de almacenamiento de gas natural	Gas natural	Liberación de gas natural debido a la pérdida de agua en el sello de la copa superior. Falla mecánica del remache por corrosión.	Pérdida de 40 toneladas de gas natural.	Ninguna
26	2000**	No Proporcionado	Trasiego de gas natural licuado	Gas natural	Liberación de gas durante la descarga del buque tanque a un recipiente presurizado. Falla del "break de seguridad" acoplamiento con zona de ruptura predeterminada "(DN 80, PN 25).	Pérdida de 500 kg de gas natural líquido con valor de 350 euros	Cierre de la zona de peligro por la policía y los bomberos. Evacuación en un radio de 80 m alrededor del área de riesgo

Tabla III.4.3.1-1 Antecedentes de incidentes y accidentes

Núm.	Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancia Involucrada	Evento o Causa del accidente	Nivel de afectación	Acciones realizadas para atención
27	2001**	Kansas Gas Service, Hutchinson	Transporte de gas a cavernas subterráneas	Gas natural	Explosión e incendio por liberación de gas natural.	1 persona fallecida, 1 personas heridas. Daño a Casas y negocios en un área de 35 cuadras del centro, Setenta y cinco familias fueron evacuadas.	Bomberos, policía, guardia nacional, Cruz Roja proporcionaron respuesta de emergencia y albergue para los evacuados.
28	2002**	No Proporcionado	Procesamiento de metales	Gas natural principalmente metano	Fuga en la línea de gas al abrir una brida, liberación continua de 300 a 600 Nm3 (125 a 250 kg) de gas. Evento: Explosión. Causa: Una combinación de la imposibilidad de bloquear la línea de gas mientras se suministran a los hornos y una forma insegura de intentar inerte la línea sin bloquearla. No hay coordinación entre las pruebas en la red de gas y las obras en la tubería de gas y especialmente en el suministro del horno durante los trabajos.	3 personas fallecidas, 26 personas heridas, 13 quemados gravemente. Pérdidas económicas por cierre de la unidad por una semana, monto no indicado.	Se detuvo el suministro de gas. Activación del plan interno de emergencia. Equipos de emergencia externos e internos. Acción legal: una decisión judicial en el primer nivel ha castigado a los dos operadores que realizaron la inercia por homicidio involuntario. Los ingenieros y el supervisor son declarados culpables, pero sin castigo. El director fue declarado inocente. ¡La empresa se fue a la huelga después de escuchar el veredicto! Todavía se está ejecutando una apelación contra este
29	2003	No Proporcionado	Almacenamiento subterráneo de gas	Gas natural	Incendio y explosión. Liberación de gas natural de un almacenamiento subterráneo en una línea sin salida.	Daños materiales dentro de la instalación.	Sistemas de paro por emergencias Se estableció un perímetro de seguridad en el lugar y todas las actividades se cerraron. Se aisló El sistema de tuberías involucrado en el accidente
30	2004**	No Proporcionado	Instalación subterránea de almacenamiento de gas natural.	Gas natural	Evento: Explosión e incendio Casusa: el accidente probablemente fue causado por una sustancia inadecuada (H2O2) utilizada durante el trabajo de rutina del tratamiento con sonda para aumentar la productividad de la sonda.	Daños materiales dentro de la instalación. Daño fuera de la planta. - Algunas ventanas se dañaron en la explosión. 9 personas heridas (3 adentro y 6 afuera de la instalación)	Se cerró el preventor de corte "shear preventer". Posterior a la explosión, bomberos enfriaron la sonda con agua. La policía cerró las carreteras fuera de las instalaciones como medida de precaución.

Tabla III.4.3.1-1 Antecedentes de incidentes y accidentes

Núm.	Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancia Involucrada	Evento o Causa del accidente	Nivel de afectación	Acciones realizadas para atención
31	2005	No Proporcionado	Planta de óxido de etileno	Metano	Liberación de metano de una tubería en una planta de óxido de etileno. Falla mecánica de la tubería de metano (corrosión por condensación de agua en el gas de transporte). Falta de inspección integral de la tubería.	Pérdida de 22 toneladas de gas metano	Colocación de una caja de tubería de reparación de fugas temporal (abrazadera).
32	2009	No Proporcionado	Planta de amoniaco	Gas natural	Explosión del horno de una planta de amoniaco. Error humano.	2 personas heridas (operadores). Pérdidas materiales: Daños materiales (todo el horno está realmente en reconstrucción), daños en la sala de control y algunas otras construcciones alrededor del horno, costo no indicado	No se reportaron
33	2012	No Proporcionado	Central eléctrica	Metano	Explosión de la caldera de recuperación de una central eléctrica (deflagración de metano). Falla al cierre de la válvula de cierre de la turbina de gas / válvula reguladora de presión (SRV) provocó una acumulación de gas en la caldera durante el arranque, que explotó cuando se encendió la turbina de gas.	Destrucción de la sección inferior de la caldera y deformó el silenciador del conducto de conexión	El proceso se detuvo y la instalación se restauró a una condición segura
34	2013	No Proporcionado	Planta de etileno	Metano	Liberación de gas inflamable en línea de purga. Fallo mecánico de la válvula de drenaje manual de 2 "en una línea de purga.	Pérdida de 45 toneladas de gas inflamable de metano y etileno	Activación de Alarma del sistema de detección de gas en la zona. Activación de paro de emergencias. Plan de respuesta a emergencias (alarma de evacuación).
35	2016	No Proporcionado	Terminal de gas natural licuado	Gas natural	Liberación de gas natural e incendio. Falla de las alarmas del control básico.	Pérdida de gas natural de 1000 m ³ (500 ton) estimados en 10 millones de euros	Plan de respuesta a emergencias (rescate interno), se controló el fuego con polvo que contiene fosfato monoamónico.

Tabla III.4.3.1-1 Antecedentes de incidentes y accidentes

Núm.	Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancia Involucrada	Evento o Causa del accidente	Nivel de afectación	Acciones realizadas para atención
Antecedentes de incidentes y accidentes en México ***							
36	2011	México	EMyR Km 19	Gas natural	Explosión de un gasoducto al norte del país, la cual fue provocada por una toma clandestina	5 muertos	No se reporta.
37	2013	México	Gasoducto en municipio de Acolman	Gas natural	El incidente, ocurrido a las 01.30 hora local, "se derivó por una toma ilícita" en la red de la empresa Pemex y causó el desalojo de la población cercana a la zona.	7 lesionados	No se reporta.
38	2014	México	Gasoducto Santa Catarina	Gas natural	Resultado de una toma clandestina en el gasoducto en San Miguel de los Jagüeyes y Urbi Villa del Rey, en el municipio de Huehuetoca, Estado de México, se registraron dos explosiones	cinco vehículos destruidos y cuatro bomberos lesionados	No se reporta.
39	2015	México	Gasoducto Santa Catarina	Gas natural	Maniobras en un gasoducto en Santa Catarina y García, Nuevo León ocasionaron la explosión de un gasoducto	16 muertos	No se reporta.
40	2015	México	Tubería de distribución en Ciudad de México	Gas natural	Explosión seguida de un incendio por una fuga de gas natural en un tubo de dos pulgadas	Daños en los cristales de las ventanas de dos departamentos, así como a un poste de luz y un automóvil que se encontraba estacionado.	No se reporta.
41	2017	México	Gasoducto en municipio de Zapopan, Veracruz	Gas natural	Fuga de gas y posterior explosión en un ducto de la estatal Petróleos Mexicanos	Un muerto y 5 heridos	No se reporta.

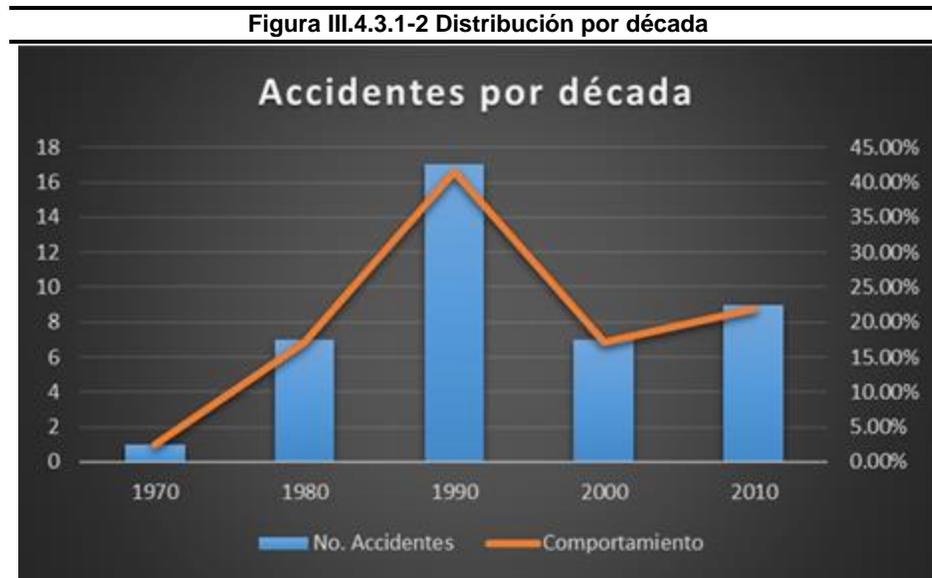
Fuente:

* Major Accidents – Risk Assessment Data Directory, Report No. 434 – 17, March 2010

** Base de datos eMars

*** Recopilada de diarios o reportes de Pemex.

En la Figura III.4.3.1-2 se aprecia la evolución de los accidentes e incidentes relacionados con gas natural a partir del año 1972, las estadísticas indican una tendencia decreciente en la frecuencia de fallas y accidentes entre la década del 90 y la pasada década. Esto podría deberse al incremento de las medidas de seguridad establecidas en las instalaciones industriales, motivado por la creación de reglamentos y leyes más estrictas; así como por la sensibilización pública frente a importantes accidentes e incidentes.

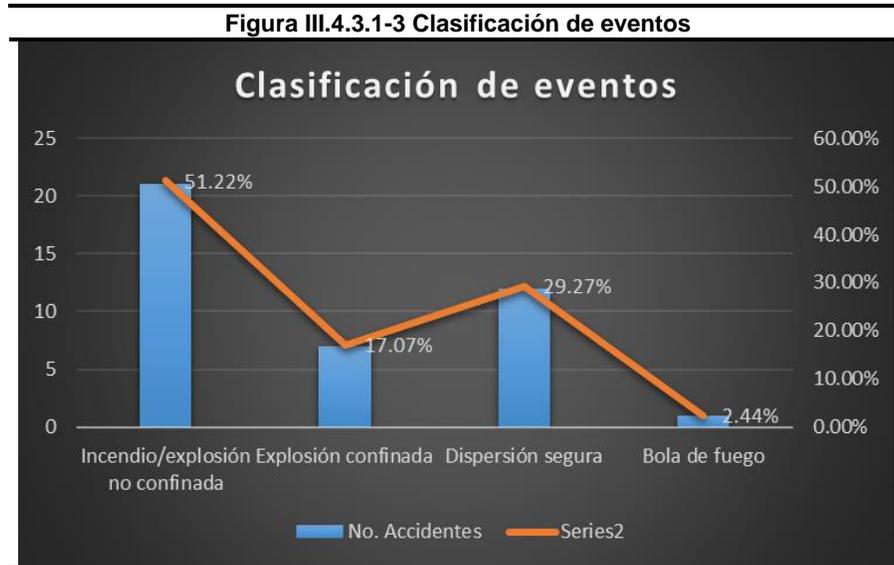


De los 41 accidentes e incidentes reportados, el 73.17% de ellos se llevaron a cabo en Europa (1 accidente fue localizado en Reino Unido y 1 en España equivalentes al 4.88%, del 68.29% se desconoce el lugar donde se perpetraron); América representa el 24.39% de incidencia y Asia el 2.44% con 1 accidente, como se muestra en la Tabla III.4.3.1-2.

Tabla III.4.3.1-2 Ubicación donde se han presentado los accidentes.

Continente	País/ciudad	No accidentes	Porcentaje
Europa	España	1	2.44%
	Reino unido	1	2.44%
	Desconocido	28	68.29%
Total		30	73.17%
América	Estados Unidos	3	7.32%
	Venezuela	1	2.44%
	México	6	14.63%
Total		10	24.39%
Asia	Iran	1	2.44%
Total		1	2.44%

En la Figura III.4.3.1-3 se muestra la clasificación de eventos de radiación térmica y/o sobrepresiones sucedidas en los accidentes e incidentes reportados.



Se puede observar que el evento más frecuente en los accidentes es el incendio/explosión no confinada con un 51.22%, dada la muestra obtenida de 41 accidentes. Se encuentran en un porcentaje menor (17.07%) los eventos relacionados a explosiones confinadas y del total de eventos reportados, el 29.27% corresponde a una dispersión segura sin que se hayan presentado escalamientos a incendios y/o explosiones.

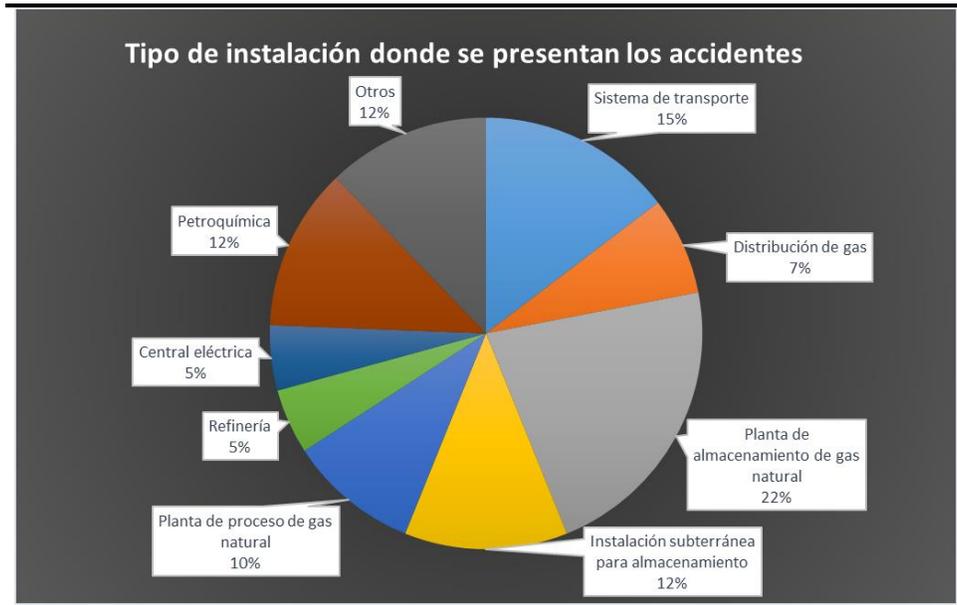
En la Tabla III.4.3.1-3, se tabulan los valores correspondientes al tipo de instalación donde ha habido mayor incidencia de accidentes de acuerdo con los reportados en las se han reportado accidentes e incidentes relacionados al gas natural. En esta tabla se puede observar que el sistema de transporte representa un 15% de los accidentes involucrados con el gas natural.

Tabla III.4.3.1-3 Tipos de eventos

Tipo de Instalación	Número	Porcentaje
Sistema de transporte	6	15%
Distribución de gas	3	7%
Planta de almacenamiento de gas natural	9	22%
Instalación subterránea para almacenamiento	5	12%
Planta de proceso de gas natural	4	10%
Refinería	2	5%
Central eléctrica	2	5%
Petroquímica	5	12%
Otros	5	12%

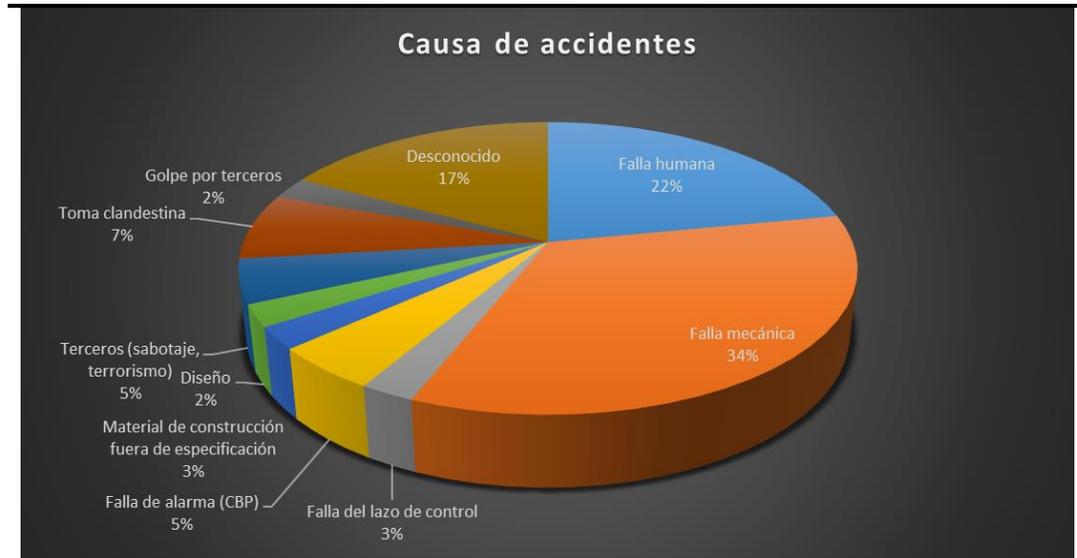
En la Figura III.4.3.1-4 se muestra de manera gráfica la distribución de la industria que maneja gas natural con mayor índice de accidentes.

Figura III.4.3.1-4 Tipos de instalaciones con mayor índice de accidentes



Un accidente o incidente es el resultado de la conjugación de varios factores o causas, para examinar el análisis causal de accidentes, se ha tomado cada una de las causas y se ha efectuado un recuento del número de reportes en los que, por lo menos, aparece la causa en cuestión. A continuación, se incluye la Figura III.4.3.1-5, con los valores obtenidos mediante el criterio anteriormente descrito.

Figura VIII.1.1-5 Causas de accidentes



De los 41 accidentes e incidentes analizados, existe un elevado número de causas generales desconocidas (17%), para el 83% restante se conocen las causas de los accidentes. Las causas más frecuentes son las fallas humanas con un 22% de incidencia y fallas mecánicas con un 34%, el 27% restante se dividen en falla del lazo de control, falla de alarmas del control básico de proceso, materiales de construcción fuera de especificación, sabotaje y/o terrorismo, tomas clandestinas, deficiencias en la construcción, inadecuado diseño y golpes por terceros.

Con respecto al gas natural, se tienen las estadísticas más bajas, en cuanto a mortalidad, de todos los tipos de combustibles fósiles. Por otra parte, las consecuencias derivadas de los accidentes en el procesamiento de gas natural son inferiores a los de otras cadenas de producción de combustibles fósiles, no superior a las 100 víctimas mortales.

Durante los últimos años que llevan operando los sistemas de transporte de gas natural de TC energía, han sufrido incidentes y accidentes menores, mismos que han sido reportados a la autoridad competente de acuerdo con el año en que sucede. Muchos de los incidentes no han incrementado su severidad por el continuo monitoreo que se tiene sobre las instalaciones, ya que, al haber una gran cantidad de tierras de cultivo en los alrededores de este, es factible la presencia de maquinaria agrícola y de construcción. En la Tabla III.4.3.1-2, se muestra el histórico de eventos para un sistema de transporte de TC energía, en el cual existe un gasoducto marino como parte de este.

Tabla III.4.3.1-2 Histórico de incidentes de Sistemas de Transporte Gas Natural de TC Energía

Identificador	Título	Fecha	Ubicación	Sub Evento	Resumen	Acciones realizadas para atención
Sur de Texas - Tuxpan						
188813	Fuego Explosión Liberación energía	/ / 28 de mayo de 2019	Tamaulipas	Salud y Seguridad	El contratista EPC ALLSEAS informó el siguiente evento: alrededor de las 11:27 el Compresor ZC-78 se incendió. Inmediatamente apagamos el compresor y apagamos el fuego con un extintor de incendios. Luego retiramos el aislamiento del turbo para asegurarnos de que no hubiera fuego debajo del aislamiento.	No se reporta
174302	Lesiones enfermedades personales	/ 22 de febrero de 2019	Veracruz	Salud y Seguridad	El contratista de EPC Allseas informó el siguiente golpe cercano: el empleado de BHGE estaba llenando el aceite de un compresor y rociaron la mano del trabajador con aceite que goteaba mientras el ventilador soplaba aire. No hubo lesiones ni daños sufridos por este evento.	Sin tratamiento (incluye contacto con objetos, equipos o vehículos; o exposición a agentes químicos o biológicos)
172703	Lesiones enfermedades personales	/ 10 de febrero de 2019	Texas	Salud y Seguridad	El contratista EPC ALLSEAS informó el siguiente evento: un silenciador / silenciador de ruido en un compresor falló y expulsó los desechos internos del deflector al personal. Había pequeñas partículas de pantalla desde el interior del silenciador que golpearon a un empleado en su espalda. Llevaba una chaqueta con el logo de FRC. El trabajador no sufrió lesiones, por lo que no fue necesaria la atención de primeros auxilios.	Sin tratamiento (incluye contacto con objetos, equipos o vehículos; o exposición a agentes químicos o biológicos)

Tabla III.4.3.1-2 Histórico de incidentes de Sistemas de Transporte Gas Natural de TC Energía

Identificador	Título	Fecha	Ubicación	Sub Evento	Resumen	Acciones realizadas para atención
171114	Fuego / Explosión / Liberación energía	3 de febrero de 2019	Tamaulipas	Salud y Seguridad	La embarcación Quanta Marine informó el siguiente evento: un empleado en la línea de tiro observó que una manguera de propano desarrolló una fuga y estaba produciendo una pequeña llama.	Resultando en costos <\$5,000

Del historial de eventos que se han suscitado en este sistema de transporte de gas de TC energía, se pueden identificar los incidentes de acuerdo con su severidad y el tipo de evento que lo generó con lo que podemos obtener los siguientes resultados:

- Se ha tenido un total de 4 incidentes, de los cuales, en ninguno se involucran fuga y/o explosión debido a la liberación de gas natural en el segmento marino del gasoducto. Considerando la condición que generaron los eventos, se puede definir que el 75% fueron generados por fallos de equipos y/o sistemas y el 25% por falta de medidas preventivas durante el desarrollo de actividades.
- El 75% de los eventos se suscitaron dentro de estaciones de compresión y un evento se presentó en una embarcación.

Cabe señalar que en ninguno de los eventos que se muestran en la Tabla III.4.3.1-2 presentaron daños al personal o población. En todos los eventos se tomaron las medidas de mitigación necesarias para dar atención a las afectaciones que causaron.

III.4.4 Resultados del Análisis cualitativo de riesgos

III.4.4.1 Identificación de peligros

Para el **proyecto Gasoducto Extensión Sureste “Etapa II”**, en etapa de diseño (ingeniería FEED), se obtuvieron 2 (dos) nodos para los cuales, mediante la metodología de ¿Qué pasa sí...?, se formularon las preguntas para identificar los peligros resultando 63 escenarios. En la Tabla III.4.4.1-1 a continuación, se muestran las desviaciones analizadas por cada nodo evaluado.

Tabla III.4.4.1-1 Lista de escenarios por nodo de estudio ¿Qué pasa si...?

Nodo	Descripción	Desviaciones	Intención de diseño	No. Plano
01	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino)	1. se presenta un incremento en las condiciones esperadas de operación. 2. se presenta una selección inadecuada del material y espesor de tubería y componentes. 3. ocurre un atascamiento del diablo en el gasoducto. 4. se presenta baja presión en el gasoducto. 5. se presenta alta presión en el gasoducto. 6. Se presenta alta temperatura en el gasoducto. 7. Paso de partículas sólidas o elementos corrosivos hacia el gasoducto 36". 8. No hay flujo hacia el gasoducto de 36". 9. la ruta seleccionada para el gasoducto no es viable. 10. Se presentan interferencia por pesca en el gasoducto. 11. se presentan impactos mecánicos en el gasoducto. 12. se presenta daño estructural. 13. ocurre el cierre de la válvula FBV-0107 a la entrada de la CS Coatzacoalcos.	Transportar el gas natural entre la CS Veracruz Norte y la CS Coatzacoalcos (segundo tramo, marino). Condiciones desde CS Veracruz Norte: Flujo de diseño/Operación 1376/1351 MMSPCD, Presión de diseño/operación 2220/2220 psig y Temperatura de diseño/operación -29 a 50 / 10 a 50 °C. Condiciones hacia la CS Coatzacoalcos: Flujo de diseño/Operación 1376/1351 MMSPCD, Presión de diseño/operación 2220/850 psig y Temperatura de diseño/operación -29 a 50 / 11 °C	03-ML-08-004 Rev. BR

Tabla III.4.4.1-1 Lista de escenarios por nodo de estudio ¿Qué pasa si...?

Nodo	Descripción	Desviaciones	Intención de diseño	No. Plano
		14. ocurren desplazamientos de tierra o lecho marino. 15. se presenta un fallo en el spool de interconexión del gasoducto. 16. Hay liberación de gases inflamables a alta presión.		
02	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino)	1. se presenta un incremento en las condiciones esperadas de operación. 2. se presenta una selección inadecuada del material y espesor de tubería y componentes. 3. ocurre un atascamiento del diablo en el gasoducto. 4. se presenta baja presión en el gasoducto. 5. se presenta alta presión en el gasoducto. 6. Se presenta alta temperatura en el gasoducto. 7. Paso de partículas sólidas o elementos corrosivos hacia el gasoducto 36". 8. No hay flujo hacia el gasoducto de 36". 9. la ruta seleccionada para el gasoducto no es viable. 10. Se presentan interferencia por pesca en el gasoducto. 11. se presentan impactos mecánicos en el gasoducto. 12. se presenta daño estructural. 14. ocurre el cierre de la válvula MOV-001B a la entrada de la DMS Dos Bocas. 14. ocurren desplazamientos de tierra o lecho marino.	Transportar el gas natural entre la CS Coatzacoalcos y la DMS Dos Bocas (segundo tramo, marino). Condiciones desde CS Coatzacoalcos: Flujo de diseño/Operación 777/751 MMSPCD, Presión de diseño/operación 2220/1403 psig y Temperatura de diseño/operación -29 a 50 / 38 °C. Condiciones hacia la DMS Dos Bocas: Flujo de diseño/Operación 777/751 MMSPCD, Presión de diseño/operación 2220/1166 psig y Temperatura de diseño/operación -29 a 50 / 10 a 50 °C	03-ML-08-013 Rev. BR

Tabla III.4.4.1-1 Lista de escenarios por nodo de estudio ¿Qué pasa si...?

Nodo	Descripción	Desviaciones	Intención de diseño	No. Plano
		15. se presenta un fallo en el spool de interconexión del gasoducto. 16. Hay liberación de gases inflamables a alta presión.		

En el **Anexo 11 “Hojas de trabajo What If”** se presentan las hojas de trabajo del análisis ¿Qué pasa si...? realizadas por DNV Energy Systems México y por TC Energía, en el **Anexo 9 “Nodos de estudio”** se encuentran los planos nodalizados y en el **Anexo 12 “Listas y actas”** se encuentran la minuta de trabajo y la lista de asistencia de las reuniones multidisciplinarias para la identificación de peligros del **proyecto Gasoducto Extensión Sureste “Etapa II”** en etapa de diseño (ingeniería FEED).

III.4.4.2 Jerarquización de escenarios de riesgo

La jerarquización de riesgos mediante matriz de riesgos para los escenarios obtenidos para el **proyecto Gasoducto Extensión Sureste “Etapa II”**, en etapa de diseño (ingeniería FEED), es conforme lo establecido en el documento de matriz de riesgos aprobado por el GMAR¹⁵. La matriz es representada por 5 valores de probabilidad y 5 valores de gravedad (consecuencia), para los receptores de riesgo: salud y seguridad, impacto financiero, reputación, medio ambiente y regulación/legal.

En la Figura III.4.4.2-1, a continuación, se muestra la matriz de riesgos con los valores de probabilidad y gravedad (consecuencia) tomados en cuenta para la evaluación cualitativa.

Figura III.4.4.2-1 Categorización de probabilidad y severidad

Gravedad	Consecuencias					Probabilidad				
	Salud y seguridad	Medio ambiente	Financiero	Regulatorio/legal	Reputación	Raro (A)	Improbable (B)	Posible (C)	Probable (D)	Frecuente (E)
						Posibilidad remota de que ocurra, pero no imposible	Ocurrió en la industria, pero no se esperaba en TC Energía	Se espera que ocurra por lo menos una vez en el ciclo de vida del activo/actividad	Se espera que ocurra por lo menos una vez en el ciclo de vida del activo/actividad	Se espera que ocurra varias veces en el ciclo de vida del activo/actividad
Catastrófica (5)	Múltiples muertes	Daño grave y persistente (más de 10 años o sin recuperación completa)	> \$100 millones	No se puede operar debido a una orden regulatoria/judicial (p.ej. disputas legales importantes y demanda colectiva)	Daños irrevocables (p.ej. Liquidar o cambiar la marca)	5A	5B	5C	5D	5E
Crítica (4)	Muerte única o invalidez permanente	Impacto regional (recuperación de 5 a 10 años)	\$10 millones - \$100 millones	Notificación de infracción con cumplimiento significativo (operaciones restringidas) (p.ej. agravio(s) legal(es) o quejas con litigios)	Gravemente dañada (p.ej. boicoteos)	4A	4B	4C	4D	4E
Mayor (3)	Lesión/enfermedad con pérdida de tiempo	Impacto localizado (recuperación de 1 a 5 años)	\$1 millón - \$100 millones	Notificación de infracción con sanción reglamentaria de alcance medio (p.ej. agravios legales sin litigios)	Acción importante de las partes interesadas (p.ej. protestas)	3A	3B	3C	3D	3E
Serie (2)	Asistencia médica o trabajo modificado	Impacto limitado (recuperación de <1 año)	\$100 mil - \$1 millón	Notificación de infracción con sanción reglamentaria leve (p.ej. incumplimiento externo)	Múltiples quejas de las partes interesadas	2A	2B	2C	2D	2E
Menor (1)	Primeros auxilios (o menos)	Impacto menor (recuperación inmediata)	< \$100 mil	Cumplimiento o notificación reglamentaria menor (p.ej. incumplimiento interno)	Quejas aisladas de las partes interesadas individuales	1A	1B	1C	1D	1E

¹⁵ Matriz de Riesgo Operativo de TC Energía (CAN-EE. UU.-MÉX) (ID CD9000000016), 31 de enero de 2022 rev. 00.
 Matriz de Riesgo Operativo - Guía de Usuario (CAN-EE.UU.-MÉX) (ID CD9000000017), 24 de marzo de 2022 rev. 00.

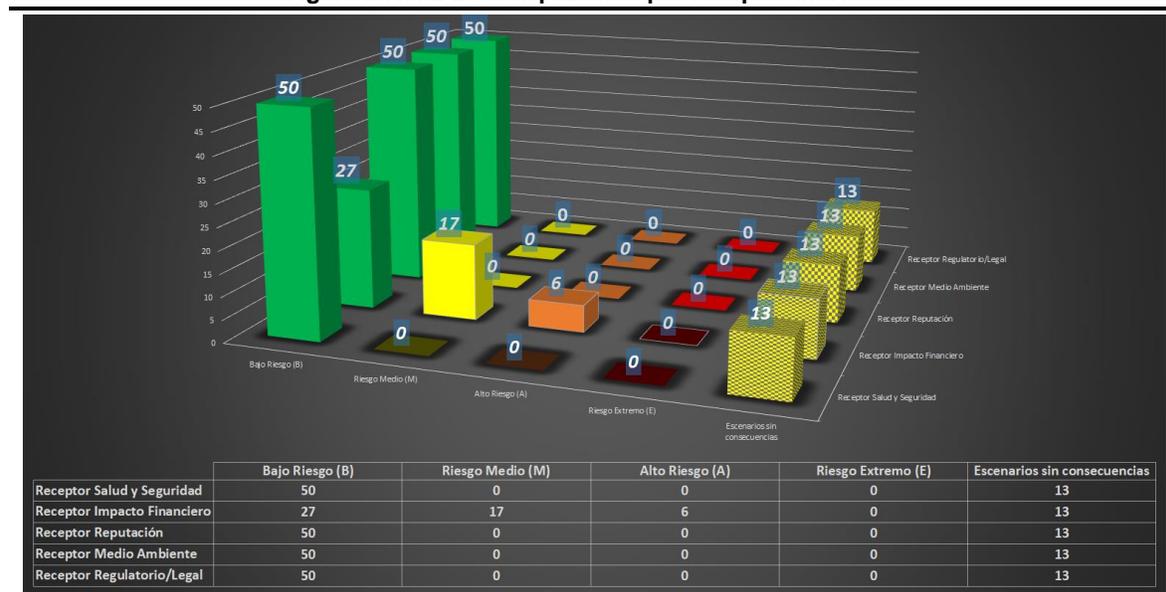
Teniendo en cuenta que las probabilidades propuestas en la matriz de riesgo son categorías ponderados de A al B (1 al 5), que se corresponden con una descripción de frecuencia dada, se pueden establecer valores de frecuencia. A continuación, en la Tabla III.4.4.2-1 se presentan los valores de frecuencias correspondientes a estas categorías.

Tabla III.4.4.2-1 Valores de frecuencia de la matriz de riesgo

Categoría de Frecuencia	Descripción de la frecuencia de ocurrencia	Tasa de Fallos anuales
A	Posibilidad remota de que ocurra, pero no imposible. De 1 en 10,000 a más de 1 en 100,000 años.	$>1 \times 10^{-5}$, $\leq 1 \times 10^{-4}$
B	Ha ocurrido en la industria, pero no se espera en TC Energía. De 1 en 1000 a más de 1 en 10,000 años.	$>1 \times 10^{-4}$, $\leq 1 \times 10^{-3}$
C	Se espera que ocurra por lo menos una vez en TC Energía. De 1 en 100 a más de 1 en 1000 años.	$>1 \times 10^{-3}$, $\leq 1 \times 10^{-2}$
D	Se espera que ocurra por lo menos una vez durante el ciclo de vida del activo/la actividad. De 1 en 10 a más de 1 en 100 años.	$>1 \times 10^{-2}$, $\leq 1 \times 10^{-1}$
E	Se espera que ocurra varias veces en el ciclo de vida del activo/la actividad. Mayor a 1 en 10 años.	$>1 \times 10^{-1}$

La jerarquización por receptor de riesgo para los escenarios obtenidos para el **proyecto Gasoducto Extensión Sureste “Etapa II”** en etapa de diseño (ingeniería FEED), se incluyen en el **Anexo 13 “Jerarquización por receptor”**. En la Figura III.4.4.2-2 se muestran los escenarios asociados a las regiones de riesgo bajo (B), riesgo medio (M), riesgo alto (A) y riesgo extremo (E) respectivamente.

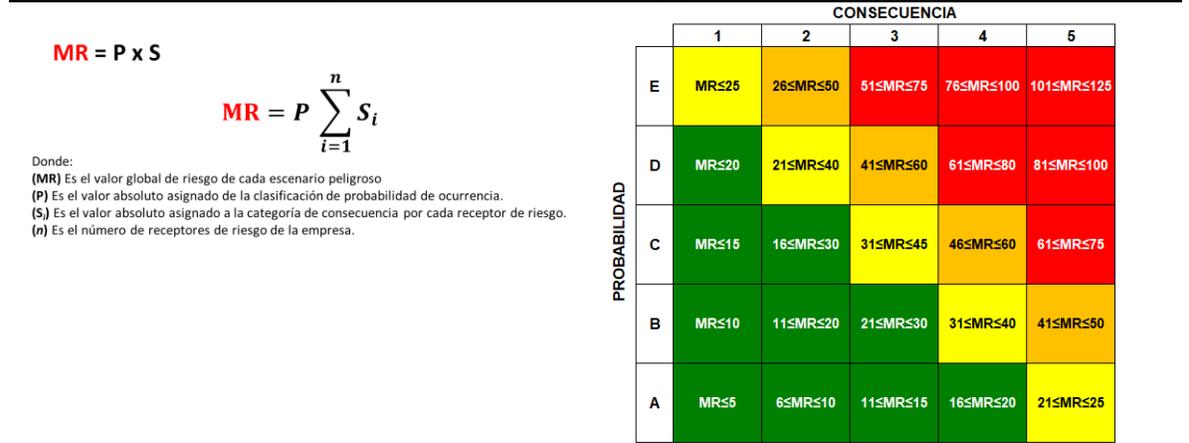
Figura III.4.4.2-2 Jerarquización por receptor individual



La jerarquización global de cada escenario de riesgo, identificado en el análisis cualitativo, se hará mediante magnitud de riesgos.

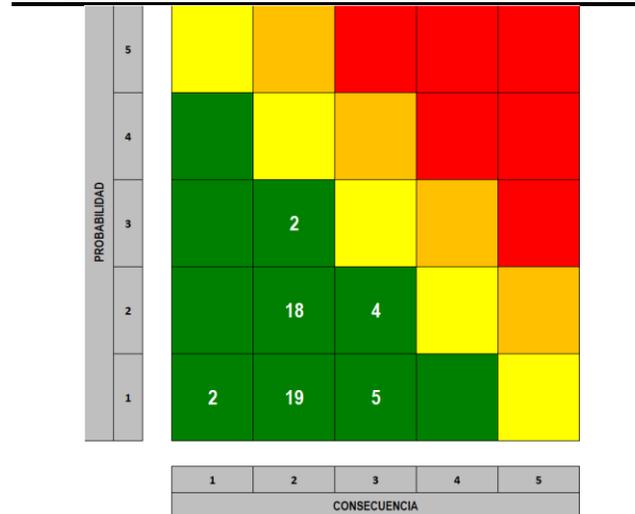
Para los 63 escenarios se obtendrá la magnitud de riesgos a través de la fórmula consensuada en las reuniones multidisciplinarias por el GMAR. Bajo este concepto, la magnitud de riesgos de cada escenario será calculada por la sumatoria del producto de cada valor de frecuencia absoluto por los valores absolutos de cada valor de consecuencia de cada receptor de riesgos y el nivel de riesgo será de acuerdo con el resultado de la MR y posicionada dentro de la matriz (ver Figura III.4.4.2-3):

Figura III.4.4.2-3 Cálculo de MR y posición en matriz



Por su Magnitud de Riesgos, los 63 escenarios fueron ubicados de la siguiente manera: el 79.4% de los escenarios se encuentran en la zona de riesgo bajo (B) y el 20.6% restante no tuvo clasificación de riesgo por tratarse de escenarios no creíbles, sin consecuencias de interés a la seguridad del sistema y/o están referenciados a otros escenarios evaluados. En la Figura III.4.4.2-4 se ilustran la posición de cada uno de los escenarios evaluados por su magnitud de riesgo (MR) dentro de la matriz de riesgos.

Figura III.4.4.2-4 Escenarios por Magnitud de Riesgos



En la Tabla III.4.4.2-2 se listan todos los escenarios clasificados en orden del de mayor magnitud hasta el de menor magnitud para el **proyecto Gasoducto Extensión Sureste “Etapa II”** en etapa de diseño (ingeniería FEED).

Tabla III.4.4.2-2 Listado de escenarios de riesgo por su magnitud de riesgos

Desviación	Escenario	Magnitud de Riesgo	Región de Riesgo	Probabilidad	Consecuencia					Nodo de Estudio		Nombre instalación	Sustancia involucrada
					SS	IF	RE	MA	RL	Núm.	Nombre		
01.11.2.2	se presentan impactos mecánicos en el gasoducto, causado por arrastre del gasoducto por ancla, ocasionando Ruptura del gasoducto.	30	Riesgo Bajo	2	2	5	3	2	3	01	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos	Gas Natural
02.11.2.2	se presentan impactos mecánicos en el gasoducto, causado por arrastre del gasoducto por ancla, ocasionando ruptura del gasoducto.	30	Riesgo Bajo	2	2	5	3	2	3	02	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas	Gas Natural
01.9.1.2	la ruta seleccionada para el gasoducto no es viable, causado por cambios en la topografía (posterior a la instalación del gasoducto) (Fenómenos naturales), ocasionando ruptura del gasoducto por fatiga.	28	Riesgo Bajo	2	1	5	3	2	3	01	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos	Gas Natural
02.9.1.2	la ruta seleccionada para el gasoducto no es viable, causado por cambios en la topografía (posterior a la instalación del gasoducto) (Fenómenos naturales), ocasionando ruptura del gasoducto por fatiga.	28	Riesgo Bajo	2	1	5	3	2	3	02	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas	Gas Natural
01.13.2.1	ocurre el cierre de la válvula FBV-0107 a la entrada de la CS Coatzacoalcos, causado por falla de instrumentación de la válvula, ocasionando retrasos por paro de las actividades de transporte.	21	Riesgo Bajo	3	1	2	1	1	2	01	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos	Gas Natural

Tabla III.4.4.2-2 Listado de escenarios de riesgo por su magnitud de riesgos

Desviación	Escenario	Magnitud de Riesgo	Región de Riesgo	Probabilidad	Consecuencia					Nodo de Estudio		Nombre instalación	Sustancia involucrada
					SS	IF	RE	MA	RL	Núm.	Nombre		
02.13.2.1	ocurre el cierre de la válvula MOV-001B a la entrada de la DMS Dos Bocas, causado por falla de instrumentación de la válvula, ocasionando Retrasos por paro de las actividades de transporte..	21	Riesgo Bajo	3	1	2	1	1	2	02	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas	Gas Natural
01.9.1.1	la ruta seleccionada para el gasoducto no es viable, causado por cambios en la topografía (posterior a la instalación del gasoducto) (Fenómenos naturales), ocasionando deformación por desplazamiento, en el gasoducto.	18	Riesgo Bajo	2	1	5	1	1	1	01	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos	Gas Natural
01.16.1.1	hay liberación de gases inflamables a alta presión, causado por corrosión interna y/o externa, ocasionando liberación de gas natural superior al limite permitido con pérdida al negocio (Fuga pequeña).	18	Riesgo Bajo	2	1	3	2	1	2	01	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos	Gas Natural
02.9.1.1	la ruta seleccionada para el gasoducto no es viable, causado por cambios en la topografía (posterior a la instalación del gasoducto) (Fenómenos naturales), ocasionando deformación por desplazamiento, en el gasoducto.	18	Riesgo Bajo	2	1	5	1	1	1	02	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas	Gas Natural
02.16.1.1	hay liberación de gases inflamables a alta presión, causado por corrosión interna y/o externa, ocasionando liberación de gas natural superior al limite permitido con pérdida al negocio (Fuga pequeña).	18	Riesgo Bajo	2	1	3	2	1	2	02	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas	Gas Natural
01.10.1.1	se presentan interferencia por pesca en el gasoducto, causado por zonas de pesca en la trayectoria del gasoducto, ocasionando deformación del gasoducto por arrastre de la tubería, por las redes de pesca.	16	Riesgo Bajo	2	1	4	1	1	1	01	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos	Gas Natural

Tabla III.4.4.2-2 Listado de escenarios de riesgo por su magnitud de riesgos

Desviación	Escenario	Magnitud de Riesgo	Región de Riesgo	Probabilidad	Consecuencia					Nodo de Estudio		Nombre instalación	Sustancia involucrada
					SS	IF	RE	MA	RL	Núm.	Nombre		
01.10.1.2	se presentan interferencia por pesca en el gasoducto, causado por zonas de pesca en la trayectoria del gasoducto, ocasionando impacto de objeto proveniente de embarcaciones.	16	Riesgo Bajo	2	1	4	1	1	1	01	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos	Gas Natural
01.11.1.1	se presentan impactos mecánicos en el gasoducto, causado por golpe por ancla o cable de ancla, ocasionando abolladura de la tubería (Daño de integridad mecánica).	16	Riesgo Bajo	2	1	4	1	1	1	01	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos	Gas Natural
01.11.2.1	se presentan impactos mecánicos en el gasoducto, causado por arrastre del gasoducto por ancla, ocasionando deformación del gasoducto por arrastre de la tubería.	16	Riesgo Bajo	2	1	4	1	1	1	01	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos	Gas Natural
01.11.3.1	se presentan impactos mecánicos en el gasoducto, causado por Impacto de objetos arrojados sobre el ducto, ocasionando abolladura de la tubería (Daño de integridad mecánica).	16	Riesgo Bajo	2	1	4	1	1	1	01	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos	Gas Natural
01.12.1.1	se presenta daño estructural, causado por problemas de estabilidad hidrodinámica, ocasionando exposición y desplazamiento de la tubería.	16	Riesgo Bajo	2	1	3	2	1	1	01	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos	Gas Natural

Tabla III.4.4.2-2 Listado de escenarios de riesgo por su magnitud de riesgos

Desviación	Escenario	Magnitud de Riesgo	Región de Riesgo	Probabilidad	Consecuencia					Nodo de Estudio		Nombre instalación	Sustancia involucrada
					SS	IF	RE	MA	RL	Núm.	Nombre		
02.10.1.1	se presentan interferencia por pesca en el gasoducto, causado por zonas de pesca en la trayectoria del gasoducto, ocasionando deformación del gasoducto por arrastre de la tubería, por las redes de pesca.	16	Riesgo Bajo	2	1	4	1	1	1	02	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas	Gas Natural
02.10.1.2	se presentan interferencia por pesca en el gasoducto, causado por zonas de pesca en la trayectoria del gasoducto, ocasionando impacto de objeto proveniente de embarcaciones.	16	Riesgo Bajo	2	1	4	1	1	1	02	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas	Gas Natural
02.11.1.1	se presentan impactos mecánicos en el gasoducto, causado por un golpe por ancla o cable de ancla, ocasionando Abolladura de la tubería (Daño de integridad mecánica).	16	Riesgo Bajo	2	1	4	1	1	1	02	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas	Gas Natural
02.11.2.1	se presentan impactos mecánicos en el gasoducto, causado por arrastre del gasoducto por ancla, ocasionando deformación del gasoducto por arrastre de la tubería.	16	Riesgo Bajo	2	1	4	1	1	1	02	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas	Gas Natural
02.11.3.1	se presentan impactos mecánicos en el gasoducto, causado por Impacto de objetos arrojados sobre el ducto, ocasionando abolladura de la tubería (Daño de integridad mecánica).	16	Riesgo Bajo	2	1	4	1	1	1	02	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas	Gas Natural
02.12.1.1	se presenta daño estructural, causado por problemas de estabilidad hidrodinámica, ocasionando exposición y desplazamiento de la tubería.	16	Riesgo Bajo	2	1	3	2	1	1	02	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas	Gas Natural

Tabla III.4.4.2-2 Listado de escenarios de riesgo por su magnitud de riesgos

Desviación	Escenario	Magnitud de Riesgo	Región de Riesgo	Probabilidad	Consecuencia					Nodo de Estudio		Nombre instalación	Sustancia involucrada
					SS	IF	RE	MA	RL	Núm.	Nombre		
01.3.2.1	ocurre un atascamiento del diablo en el gasoducto, causado por abolladura (proceso de instalación del gasoducto), ocasionando retraso de la actividad de limpieza, debido al bloqueo parcial del ducto.	14	Riesgo Bajo	2	1	3	1	1	1	01	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos	Gas Natural
01.5.1.2	se presenta alta presión en el gasoducto, causado por atascamiento del diablo en el gasoducto, ocasionando fuga o ruptura del gasoducto.	14	Riesgo Bajo	1	1	5	3	2	3	01	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos	Gas Natural
01.6.1.2	se presenta alta temperatura en el gasoducto, causado por alta temperatura proveniente, de los enfriadores, de la CS Veracruz Norte, ocasionando pérdida de contención debido a estrés mecánico.	14	Riesgo Bajo	1	1	5	3	2	3	01	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos	Gas Natural
01.16.1.2	hay liberación de gases inflamables a alta presión, causado por Corrosión interna y/o externa, ocasionando liberación de gas natural superior al límite permitido con pérdida al negocio (rotura total).	14	Riesgo Bajo	1	1	5	3	2	3	01	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos	Gas Natural
02.3.2.1	ocurre un atascamiento del diablo en el gasoducto, causado por abolladura (proceso de instalación del gasoducto), ocasionando retraso de la actividad de limpieza, debido al bloqueo parcial del ducto.	14	Riesgo Bajo	2	1	3	1	1	1	02	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas	Gas Natural
02.5.1.2	se presenta alta presión en el gasoducto, causado por atascamiento del diablo en el gasoducto, ocasionando Fuga o ruptura del gasoducto.	14	Riesgo Bajo	1	1	5	3	2	3	02	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas	Gas Natural

Tabla III.4.4.2-2 Listado de escenarios de riesgo por su magnitud de riesgos

Desviación	Escenario	Magnitud de Riesgo	Región de Riesgo	Probabilidad	Consecuencia					Nodo de Estudio		Nombre instalación	Sustancia involucrada
					SS	IF	RE	MA	RL	Núm.	Nombre		
02.16.1.2	hay liberación de gases inflamables a alta presión, causado por corrosión interna y/o externa, ocasionando liberación de gas natural superior al limite permitido con pérdida al negocio (rotura total).	14	Riesgo Bajo	1	1	5	3	2	3	02	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas	Gas Natural
01.3.1.2	ocurre un atascamiento del diablo en el gasoducto, causado por curvas o codos menores a 3D veces el diámetro de la tubería, ocasionando paro total de la operación del gasoducto, debido al bloqueo total del ducto evitando el flujo del producto.	10	Riesgo Bajo	1	1	4	3	1	1	01	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos	Gas Natural
01.3.2.2	ocurre un atascamiento del diablo en el gasoducto, causado por abolladura (proceso de instalación del gasoducto), ocasionando paro total de la operación del gasoducto, debido al bloqueo total del ducto evitando el flujo del producto.	10	Riesgo Bajo	1	1	4	3	1	1	01	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos	Gas Natural
01.3.3.2	ocurre un atascamiento del diablo en el gasoducto, causado por accesorios con sobrespesor (proceso de manufactura), ocasionando paro total de la operación del gasoducto, debido al bloqueo total del ducto evitando el flujo del producto.	10	Riesgo Bajo	1	1	4	3	1	1	01	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos	Gas Natural
01.5.1.1	se presenta alta presión en el gasoducto, causado por atascamiento del diablo en el gasoducto, ocasionando paro total de la operación del gasoducto, debido al bloqueo total del ducto evitando el flujo del producto.	10	Riesgo Bajo	1	1	4	3	1	1	01	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos	Gas Natural

Tabla III.4.4.2-2 Listado de escenarios de riesgo por su magnitud de riesgos

Desviación	Escenario	Magnitud de Riesgo	Región de Riesgo	Probabilidad	Consecuencia					Nodo de Estudio		Nombre instalación	Sustancia involucrada
					SS	IF	RE	MA	RL	Núm.	Nombre		
01.12.1.2	se presenta daño estructural, causado por problemas de estabilidad hidrodinámica, ocasionando pandeo de la tubería (Daño de integridad mecánica).	10	Riesgo Bajo	1	1	5	2	1	1	01	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos	Gas Natural
02.3.1.2	ocurre un atascamiento del diablo en el gasoducto, causado por curvas o codos menores a 3D veces el diámetro de la tubería, ocasionando paro total de la operación del gasoducto, debido al bloqueo total del ducto evitando el flujo del producto.	10	Riesgo Bajo	1	1	4	3	1	1	02	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas	Gas Natural
02.3.2.2	ocurre un atascamiento del diablo en el gasoducto, causado por abolladura (proceso de instalación del gasoducto), ocasionando paro total de la operación del gasoducto, debido al bloqueo total del ducto evitando el flujo del producto.	10	Riesgo Bajo	1	1	4	3	1	1	02	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas	Gas Natural
02.3.3.2	ocurre un atascamiento del diablo en el gasoducto, causado por accesorios con sobrespesor (proceso de manufactura), ocasionando paro total de la operación del gasoducto, debido al bloqueo total del ducto evitando el flujo del producto.	10	Riesgo Bajo	1	1	4	3	1	1	02	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas	Gas Natural
02.5.1.1	se presenta alta presión en el gasoducto, causado por atascamiento del diablo en el gasoducto, ocasionando paro total de la operación del gasoducto, debido al bloqueo total del ducto evitando el flujo del producto.	10	Riesgo Bajo	1	1	4	3	1	1	02	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas	Gas Natural
02.12.1.2	se presenta daño estructural, causado por problemas de estabilidad hidrodinámica, ocasionando pandeo de la tubería (Daño de integridad mecánica).	10	Riesgo Bajo	1	1	5	2	1	1	02	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas	Gas Natural

Tabla III.4.4.2-2 Listado de escenarios de riesgo por su magnitud de riesgos

Desviación	Escenario	Magnitud de Riesgo	Región de Riesgo	Probabilidad	Consecuencia					Nodo de Estudio		Nombre instalación	Sustancia involucrada
					SS	IF	RE	MA	RL	Núm.	Nombre		
01.7.1.1	paso de partículas solidas o elementos corrosivos hacia el gasoducto 36", causado por filtración inadecuada aguas arriba del gasoducto (CS Veracruz Norte), ocasionando liberación de gas natural superior al limite permitido con pérdida al negocio (Fuga).	9	Riesgo Bajo	1	1	3	2	1	2	01	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos	Gas Natural
02.7.1.1	paso de partículas solidas o elementos corrosivos hacia el gasoducto 36", causado por filtración inadecuada aguas arriba del gasoducto (CS Veracruz Norte), ocasionando Liberación de gas natural superior al limite permitido con pérdida al negocio (Fuga).	9	Riesgo Bajo	1	1	3	2	1	2	02	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas	Gas Natural
01.3.1.1	ocurre un atascamiento del diablo en el gasoducto, causado por curvas o codos menores a 3D veces el diámetro de la tubería, ocasionando retraso de la actividad de limpieza, debido al bloqueo parcial del ducto.	7	Riesgo Bajo	1	1	3	1	1	1	01	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos	Gas Natural
01.3.3.1	ocurre un atascamiento del diablo en el gasoducto, causado por accesorios con sobrespesor (proceso de manufactura), ocasionando retraso de la actividad de limpieza, debido al bloqueo parcial del ducto.	7	Riesgo Bajo	1	1	3	1	1	1	01	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos	Gas Natural
01.15.1.1	se presenta un fallo en el spool de interconexión del gasoducto, causado por un componente defectuoso o no funcional (spool de interconexión), ocasionando posible fuga con liberación de gas natural superior al limite permitido con pérdida al negocio.	7	Riesgo Bajo	1	1	3	1	1	1	01	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos	Gas Natural

Tabla III.4.4.2-2 Listado de escenarios de riesgo por su magnitud de riesgos

Desviación	Escenario	Magnitud de Riesgo	Región de Riesgo	Probabilidad	Consecuencia					Nodo de Estudio		Nombre instalación	Sustancia involucrada
					SS	IF	RE	MA	RL	Núm.	Nombre		
02.3.1.1	ocurre un atascamiento del diablo en el gasoducto, causado por curvas o codos menores a 3D veces el diámetro de la tubería, ocasionando retraso de la actividad de limpieza, debido al bloqueo parcial del ducto.	7	Riesgo Bajo	1	1	3	1	1	1	02	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas	Gas Natural
02.3.3.1	ocurre un atascamiento del diablo en el gasoducto, causado por accesorios con sobrepesor (proceso de manufactura), ocasionando retraso de la actividad de limpieza, debido al bloqueo parcial del ducto.	7	Riesgo Bajo	1	1	3	1	1	1	02	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas	Gas Natural
02.15.1.1	se presenta un fallo en el spool de interconexión del gasoducto, causado por un componente defectuoso o no funcional (spool de interconexión), ocasionando posible fuga con liberación de gas natural superior al limite permitido con pérdida al negocio.	7	Riesgo Bajo	1	1	3	1	1	1	02	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas	Gas Natural
01.6.1.1	se presenta alta temperatura en el gasoducto, causado por alta temperatura proveniente, de los enfriadores, de la CS Veracruz Norte, ocasionando daño del recubrimiento anticorrosivo del gasoducto en los primeros kilómetros.	6	Riesgo Bajo	1	1	2	1	1	1	01	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos	Gas Natural
01.13.1.1	ocurre el cierre de la válvula FBV-0107 a la entrada de la CS Coatzacoalcos, causado por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia), ocasionando retrasos por paro de las actividades de transporte.	5	Riesgo Bajo	1	1	1	1	1	1	01	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos	Gas Natural
02.13.1.1	ocurre el cierre de la válvula MOV-001B a la entrada de la DMS Dos Bocas, causado por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia), ocasionando retrasos por paro de las actividades de transporte.	5	Riesgo Bajo	1	1	1	1	1	1	02	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas	Gas Natural

Tabla III.4.4.2-2 Listado de escenarios de riesgo por su magnitud de riesgos

Desviación	Escenario	Magnitud de Riesgo	Región de Riesgo	Probabilidad	Consecuencia					Nodo de Estudio		Nombre instalación	Sustancia involucrada
					SS	IF	RE	MA	RL	Núm.	Nombre		
01.1.1.1	incremento en las condiciones esperadas de operación, sin causas creíbles de interés y sin consecuencias de interés a la seguridad del proceso.									01	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos	Gas Natural
01.2.1.1	selección inadecuada del material y espesor de tubería y componentes, sin causas creíbles de interés y sin consecuencias de interés a la seguridad del proceso.									01	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos	Gas Natural
01.4.1.1	se presenta baja presión en el gasoducto, causado por problemas operativos aguas arriba del gasoducto (proveedor), sin consecuencias de interés para la seguridad del proceso.									01	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos	Gas Natural
01.8.1.1	no hay flujo hacia el gasoducto de 36", causado por un no flujo proveniente de la CS Veracruz Norte, sin consecuencias de interés para la seguridad del proceso.									01	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos	Gas Natural
01.14.1.1	ocurren desplazamientos de tierra o lecho marino, causado por fenómenos hidrológicos extraordinarios (incremento de mareas, oleaje y corrientes marinas), ver desviaciones 01.9.1.1 y 01.9.1.2.									01	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos	Gas Natural

Tabla III.4.4.2-2 Listado de escenarios de riesgo por su magnitud de riesgos

Desviación	Escenario	Magnitud de Riesgo	Región de Riesgo	Probabilidad	Consecuencia					Nodo de Estudio		Nombre instalación	Sustancia involucrada
					SS	IF	RE	MA	RL	Núm.	Nombre		
01.14.2.1	ocurren desplazamientos de tierra o lecho marino, causado por sismo (maremoto) en la trayectoria del gasoducto (Fenómeno natural), ver desviaciones 01.9.1.1 y 01.9.1.2.									01	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos	Gas Natural
02.1.1.1	incremento en la condiciones esperadas de operación, sin causas creíbles de interés y sin consecuencias de interés a la seguridad del proceso.									02	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas	Gas Natural
02.2.1.1	selección inadecuada del material y espesor de tubería y componentes, sin causas creíbles de interés y sin consecuencias de interés a la seguridad del proceso.									02	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas	Gas Natural
02.4.1.1	se presenta baja presión en el gasoducto, causado por problemas operativos aguas arriba del gasoducto (proveedor), sin consecuencias de interés para la seguridad del proceso.									02	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas	Gas Natural
02.6.1.1	se presenta alta temperatura en el gasoducto, sin causas creíbles de interés y sin consecuencias de interés a la seguridad del proceso.									02	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas	Gas Natural
02.8.1.1	no hay flujo hacia el gasoducto de 36", causado por un no flujo proveniente de la CS Coatzacoalcos, sin consecuencias de interés para la seguridad del proceso.									02	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas	Gas Natural

Tabla III.4.4.2-2 Listado de escenarios de riesgo por su magnitud de riesgos

Desviación	Escenario	Magnitud de Riesgo	Región de Riesgo	Probabilidad	Consecuencia					Nodo de Estudio		Nombre instalación	Sustancia involucrada
					SS	IF	RE	MA	RL	Núm.	Nombre		
02.14.1.1	ocurren desplazamientos de tierra o lecho marino, causado por fenómenos hidrológicos extraordinarios (incremento de mareas, oleaje y corrientes marinas), ver desviaciones 02.9.1.1 y 02.9.1.2.									02	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas	Gas Natural
02.14.2.1	ocurren desplazamientos de tierra o lecho marino, causado por Sismo (maremoto) en la trayectoria del gasoducto (Fenómeno natural), ver desviaciones 02.9.1.1 y 02.9.1.2.									02	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino)	Gasoducto 36" segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas	Gas Natural

III.4.5 Resultados del Análisis cuantitativo de riesgos

III.4.5.1 Análisis de frecuencias

De acuerdo con el punto III.4.1.3 de este reporte, el análisis de frecuencias se realizará para aquellos escenarios cuya magnitud de riesgos (MR) obtenida en la identificación de peligros se encuentre en las zonas de riesgo alto (A) o extremo (E), como se muestra a continuación.

Figura III.4.5.1-1 Matriz por Magnitud de Riesgo

		CONSECUENCIA				
		1	2	3	4	5
PROBABILIDAD	E	MR≤25	26≤MR≤50	51≤MR≤75	76≤MR≤100	101≤MR≤125
	D	MR≤20	21≤MR≤40	41≤MR≤60	61≤MR≤80	81≤MR≤100
	C	MR≤15	16≤MR≤30	31≤MR≤45	46≤MR≤60	61≤MR≤75
	B	MR≤10	11≤MR≤20	21≤MR≤30	31≤MR≤40	41≤MR≤50
	A	MR≤5	6≤MR≤10	11≤MR≤15	16≤MR≤20	21≤MR≤25

En el estudio no se obtuvieron escenarios en la zona de riesgo alto (A) ni en la zona de riesgo extremo (E). Como se mencionó en el punto III.4.4.2, el 79.4% de los escenarios (50 escenarios) se encuentran en la zona de riesgo bajo (B) y el 20.6 % restante (13 escenarios) no tuvo clasificación de riesgo por tratarse de escenarios no creíbles, sin consecuencias de interés a la seguridad del sistema y/o están referenciados a otros escenarios evaluados.

Los resultados señalan que los eventos peligrosos identificados y evaluados, para el **proyecto Gasoducto Extensión Sureste “Etapa II”**, en etapa de diseño (ingeniería FEED), se encuentran dentro de niveles de tolerabilidad.

IV. Análisis de consecuencias

Una vez obtenido el listado de los escenarios de riesgo para la elaboración del análisis de consecuencias, estos serán complementados de acuerdo con lo especificado en el apartado II.1 de la Guía para presentación del Estudio de Riesgo modalidad Análisis de Riesgo de la SEMARNAT y tomando en cuenta el apartado 5.4.2.2 de la Guía para elaboración de análisis de riesgo del sector hidrocarburos de la ASEA 2020.

Cabe mencionar que, como se indicó en la sección III.4.1.3, se acordó con el GMAR que las ubicaciones de los puntos de fuga y rupturas, para las simulaciones del análisis de consecuencias, fueran en las áreas costeras, con la finalidad de mostrar los escenarios de liberación de gas natural y las posibles afectaciones relacionadas con los segmentos del gasoducto marino. Lo anterior, debido a que en las zonas marinas solo se esperaría la liberación y dispersión del gas para eventos no deseados, así como, la probabilidad de ocurrencia es muy baja. A continuación, se mencionan las consideraciones generales para el programa de simulación matemática que serán tomados en cuenta para los escenarios de fuga y rotura propuestos:

- Composición de las sustancias consideradas para el análisis de consecuencias:
 - ✓ La composición del gas natural: Metano (C₁) 95.5146 % mol, Etano (C₂) 2.6908 % mol, Propano (C₃) 0.1108 % mol, i-butano (i-C₄) 0.0095 % mol, n-Butano (n-C₄) 0.0098 % mol, i-Pentano (i-C₅) 0.0032% mol, n-pentano (n-C₅) 0.0023 % mol, n-Hexano (n-C₆) 0.0018 % mol, n-heptano (n-C₇) 0.0014 % mol, n-octano (n-C₈) 0.0007 % mol, Nitrógeno (N₂) 1.2807 % mol, y Dióxido de Carbono (CO₂) 0.3745 % mol, obtenida del documento 418005-00574-SU-BOND-001 Rev. 2R Bases de diseño Offshore.
- El tiempo de duración de la fuga está concebido como el tiempo de cierre de los sistemas de bloqueo en la instalación para atención del evento peligroso más el tiempo que tarde el inventario empacado en agotarse. Para el sistema de transporte se contemplan dos sistemas de cierre (bloqueo), un sistema semiautomático¹⁶.
 - ✓ El sistema semiautomático corresponde con el sistema del control distribuido y la respuesta del operador ante una respuesta de alarmas críticas, para este sistema dentro de las estaciones de medición y las estaciones de compresión, se contempló el tiempo de 600 segundos, mismo que se tomó para las fugas, en el caso de las roturas se contempló un tiempo de 300 segundos, más sin embargo para este caso en particular se consideró en el software Phast un tiempo total de 3600 segundos y lo proporcional al flujo en este tiempo, por las distancias de los seccionamientos de las válvulas en cada segmento analizado.
- La condición meteorológica se consideró bajo el siguiente criterio:
 - ✓ La velocidad promedio del viento de 1.5 m/s y estabilidad atmosférica a las categorías A-B y F.

¹⁶ Los tiempos de duración de fuga fueron obtenidos del consenso con el GMAR de acuerdo a la experiencia y tomando como criterio de salida lo reportado en el punto 4.C.2 "Blocking System" del documento Guidelines for quantitative risk assessment (Purple Book) de diciembre de 2005.

- Estabilidad atmosférica 1.5 F¹⁷ (Noche):

Tabla IV-1 Condiciones meteorológicas usas para la estabilidad atmosférica 1.5 F

Parámetro	Intalación:		
	Estación de medición y Estación de Compresión Veracruz Norte ¹⁸	Estación de Compresión Coatzacoalcos ¹⁹	Estación de Medición Dos Bocas ²⁰
Municipio:	Tuxpan, Ver.	Coatzacoalcos, Ver.	Paraíso, Tab.
Dirección del viento	Sur - Sureste	Norte – Sur	Noreste – Suroeste
Temperatura mínima promedio anual	21.3° C	22.0° C	26.0° C
Humedad relativa	82%.	83.9%	93%

- Estabilidad atmosférica 1.5 A-B¹⁷ (Día):

Tabla IV-2 Condiciones meteorológicas usas para la estabilidad atmosférica 1.5 AB

Parámetro	Intalación:		
	Estación de medición y Estación de Compresión Veracruz Norte	Estación de Compresión Coatzacoalcos	Estación de Medición Dos Bocas
Municipio:	Tuxpan, Ver.	Coatzacoalcos, Ver.	Paraíso, Tab.
Dirección del viento	Sur - Sureste	Norte – Sur	Noreste – Suroeste
Temperatura promedio anual	30.4° C	31.5° C	33.1° C
Humedad relativa	79%	78%	75%

- ✓ Condiciones ambientales y meteorológicas permanecen constantes durante el tiempo del evento.
- La tasa de descarga (flujo masico), para el cálculo de inventario de fuga, será obtenida del simulador PHAST versión 8.61 considerando las condiciones de operación de la línea de regulación de flujo y en función del diámetro del orificio de fuga.
- El cálculo del inventario para escenarios que involucren fluidos compresibles (fase gas) será mediante el producto del tiempo de cierre de las válvulas de aislamiento y el valor de tasa de descarga obtenida del simulador Phast, más el inventario entrampado en la sección comprendida por el escenario.

¹⁷ Condiciones meteorológicas sugeridas por el documento "Guía para elaboración de análisis de riesgo del sector hidrocarburos, ASEA, página 30.

¹⁸ Datos obtenidos de la Estación Climatológica de la CONAGUA No. 30190 Tuxpam de Rodríguez Cano (OBS). Al 2011

¹⁹ Datos obtenidos de la Estación Climatológica de la CONAGUA No. 30027 Coatzacoalcos (OBS).

²⁰ Datos obtenidos de la Estación Climatológica de la CONAGUA No. 27034 Paraíso.

- ✓ Para el cálculo del inventario atrapado se consideró la ecuación de cálculo de empaque²¹ siguiente y el resultado se convirtió a kg con el software Phast:

$$I_{EMP} = \frac{\pi}{4} * D_i^2 * L * \left(\frac{P_{AV}}{P_B}\right) * \left(\frac{Z_B}{Z_{AV}}\right) * \left(\frac{T_B}{T_{AV}}\right) * C_F$$

Donde

I_{EMP} =	Inventario atrapado.	Z_{AV} =	Factor de compresibilidad a condiciones de P_{AV} y T_{AV} .
D_i =	Diámetro de la tubería ft.	T_B =	Valor de temperatura a condiciones base (520 °R).
L =	Longitud de la tubería ft.	T_{AV} =	Temperatura absoluta promedio del tramo °R
P_{AV} =	Presión absoluta promedio del tramo psia.	C_F =	Factor de corrección de volumen (1).
P_B =	Valor de presión a condiciones base (14.73 psia).	Q	Tasa de descarga (kg/seg).
Z_B =	Factor de compresibilidad a condiciones base (aprox. 1).	t =	Tiempo de cierre de las válvulas de aislamiento (seg).

- ✓ Los datos para el cálculo del volumen atrapado, mediante la ecuación de cálculo de empaque, serán los siguientes:

Tabla IV-2 Datos para cálculo del volumen atrapado para los escenarios en fase gaseosa

Tag Escenario	Descripción del escenario	Límite	Diam. ft (m)	Longitud ft (m)	Tiempo total (s)	Volumen atrapado ²² (m ³)	Inventario total (kg)
01 GESEII N01 PC	Rotura total del gasoducto de 36"Ø segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino), salida costa fuera en Veracruz Norte, con liberación de gas natural con la posibilidad de incendio y explosión en caso de encontrar una fuente de ignición.	Desde la válvula FBV a la salida de la EC Veracruz Norte y FBV de la trampa GP- MSC-Y452 hasta FBV-0101 y FBV-0107 en la EC Coatzacoalcos.	3.00 (0.9144)	1644685 (501300)	17,631,656	56,031,986	5,319,852,517
02 GESEII N01 CMP	Fuga del gasoducto de 36"Ø segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino), salida costa fuera en Veracruz Norte, por orificio de 182.88 mm (7.2 in) de diámetro equivalente, con liberación de gas natural y la posibilidad de incendio y explosión en caso de encontrar una fuente de ignición.	Desde la válvula FBV a la salida de la EC Veracruz Norte y FBV de la trampa GP- MSC-Y452 hasta FBV-0101 de la trampa GP- MSC-Y453 y FBV-0107 en la EC Coatzacoalcos.	3.00 (0.9144)	1644685 (501300)	947,347,820	56,031,986	5,319,765,369

²¹ Ecuación modificada basada en la Ley Universal de los Gases del documento "Metodología y Cálculo del Empaque para el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG)" propuesta por CENAGAS.

²² El volumen atrapado para cada escenario fue obtenido de la ecuación de cálculo de empaque (Ecuación modificada basada en la Ley Universal de los Gases del documento "Metodología y Cálculo del Empaque para el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG)" propuesta por CENAGAS) y convertido el valor de pies cúbicos a metros cúbicos.

Tabla IV-2 Datos para cálculo del volumen atrapado para los escenarios en fase gaseosa

Tag Escenario	Descripción del escenario	Límite	Diam. ft (m)	Longitud ft (m)	Tiempo total (s)	Volumen atrapado ²² (m ³)	Inventario total (kg)
03 GESEII N01 PC	Rotura total del gasoducto de 36"Ø segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino), llegada costa adentro en Coatzacoalcos, con liberación de gas natural y la posibilidad de incendio y explosión en caso de encontrar una fuente de ignición.	Desde la válvula FBV a la salida de la EC Veracruz Norte y FBV de la trampa GP-MS-C-Y452 hasta FBV-0101 de la trampa GP-MS-C-Y453 y FBV-0107 en la EC Coatzacoalcos.	3.00 (0.9144)	1644685 (501300)	6,168,683	22471817	932,328,692
04 GESEII N01 CMP	Fuga del gasoducto de 36"Ø segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino), llegada costa adentro en Coatzacoalcos, por orificio de 182.88 mm (7.2 in) de diámetro equivalente, con liberación de gas natural y la posibilidad de incendio y explosión en caso de encontrar una fuente de ignición.	Desde la válvula FBV a la salida de la EC Veracruz Norte y FBV de la trampa GP-MS-C-Y452 hasta FBV-0101 de la trampa GP-MS-C-Y453 y FBV-0107 en la EC Coatzacoalcos.	3.00 (0.9144)	1644685 (501300)	402,471,395	22471817	932,284,741
05 GESEII N02 PC	Rotura total del gasoducto de 36"Ø segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino), salida costa fuera en Coatzacoalcos, con liberación de gas natural y la posibilidad de incendio y explosión en caso de encontrar una fuente de ignición.	Desde la válvula FBV-801 y FBV-804 de la trampa GP-MS-C-Y454 a la salida de la EC Coatzacoalcos hasta MOV-001A de la trampa GP-MS-C-Y455 y MOV-001B en la DMS Dos Bocas.	3.00 (0.9144)	625656 (190700)	4,397,278	12290914.65	737,522,086.29
06 GESEII N02 CMP	Fuga en gasoducto de 36"Ø segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino), salida costa fuera en Coatzacoalcos, por poro de 182.88 mm (7.2 in) de diámetro equivalente, con liberación de gas natural y la posibilidad de incendio y explosión en caso de encontrar una fuente de ignición.	Desde la válvula FBV-801 y FBV-804 de la trampa GP-MS-C-Y454 a la salida de la EC Coatzacoalcos hasta MOV-001A de la trampa GP-MS-C-Y455 y MOV-001B en la DMS Dos Bocas.	3.00 (0.9144)	625656 (190700)	124,231,688	12290914	737,475,331

Tabla IV-2 Datos para cálculo del volumen atrapado para los escenarios en fase gaseosa

Tag Escenario	Descripción del escenario	Límite	Diam. ft (m)	Longitud ft (m)	Tiempo total (s)	Volumen atrapado ²² (m ³)	Inventario total (kg)
07 GESEII N02 PC	Rotura total del gasoducto de 36"Ø segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino), llegada costa adentro en Dos Bocas, con liberación de gas natural y la posibilidad de incendio y explosión en caso de encontrar una fuente de ignición.	Desde la válvula FBV-801 y FBV-804 de la trampa GP-MS-C-Y454 a la salida de la EC Coatzacoalcos hasta MOV-001A de la trampa GP-MS-C-Y455 y MOV-001B en la DMS Dos Bocas.	3.00 (0.9144)	625656 (190700)	3,643,139	11216646	611,036,096
08 GESEII N02 CMP	Fuga del gasoducto de 36"Ø segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino), llegada costa adentro en Dos Bocas por orificio de 182.88 mm (7.2 in) de diámetro equivalente, con liberación de gas natural y la posibilidad de incendio y explosión en caso de encontrar una fuente de ignición.	Desde la válvula FBV-801 y FBV-804 de la trampa GP-MS-C-Y454 a la salida de la EC Coatzacoalcos hasta MOV-001A de la trampa GP-MS-C-Y455 y MOV-001B en la DMS Dos Bocas.	3.00 (0.9144)	625656 (190700)	123,978,827	11216646	610,988,736

Nota: La distancia para cada escenario fueron corroborados por el GMAR y tomadas del documento 418005-00574-SU-BOD-0001-SEE-DE-PL-21-001 considerando que el segmento atrapado es desde las válvulas de bloqueo en cada instalación.

- ✓ Los valores de P_{AV} y T_{AV} usados en la ecuación de cálculo de empaque serán los reportados en las columnas de Presión y Temperatura de la Tabla IV.1-1 Catálogo de escenarios. (Datos corroborados con GMAR y obtenida del documento 82070-03-ML-09-001 Rev. B, tabla balance de materiales para flujos de gas corrientes 3, 4, 5 y 6).
- ✓ Dentro del software Phast versión 8.61 se tiene establecidos 3600 segundos como tiempo de duración máximo (maximum release duration). Los escenarios considerados del gasoducto de cada segmento analizado por tener una distancia de 501.3 km y 190.7 km tienen un tiempo que excede el valor máximo. Por tanto, para dichos escenarios se ingresó el valor de 3600 segundos y será el valor que aparecerá en las hojas obtenidas del simulador y hojas de datos anexo 14.2. El tiempo reportado en la tabla IV-2 para estos escenarios corresponde con el tiempo que tardaría el inventario atrapado en agotarse por el valor de tasa de descarga dado.
- Al momento del evento, se considera que las condiciones ambientales son las más adversas para la dispersión del producto: velocidad del viento de 1.5 m/s y condición de estabilidad atmosférica de Pasquill F-Estable (noche con nublado moderado y vientos ligeros a moderados), asimismo, se considera que las condiciones ambientales y meteorológicas permanecen constantes, durante el tiempo del evento.
- Las direcciones de fuga fueron consensadas con el GMAR teniendo en cuenta el comportamiento de las fugas de gas natural; las direcciones consideradas son: para los gasoductos se consideró horizontal con choque ya que el gasoducto se encuentra enterrado en el derecho de vía por lo que se consideró 0 m de altura.

- El punto de ignición para las fugas se considerará desde la ubicación de fuga hasta la periferia de la instalación. Para el caso de las roturas totales se considerará una distancia de 1 metro como punto de ignición.
- Condiciones de Operación: Presión, temperatura y flujo: se consideraron las indicadas en el documento 82070-03-ML-09-001 Rev. B y corroboradas por el GMAR.
- Para la simulación del evento de explosión se utilizará el modelo de Multi-energía, del software Phast, ya que éste es más sofisticado y físicamente más realista que el modelo de TNT, así mismo, predice la duración y la sobrepresión del evento y representa mejor la explosión de la nube de vapor.

IV.1 Radios potenciales de afectación

De acuerdo con el listado de escenarios de riesgo (Tabla III.4.4.2-2) obtenido para el **proyecto Gasoducto Extensión Sureste "Etapa II", en etapa de diseño (ingeniería FEED)** en la Tabla IV.1-1 se muestran los escenarios (casos más probables y peores casos) que involucran la pérdida de contención de sustancias peligrosas.

Tabla IV.1-1 Catálogo de escenarios

Núm. Escenario	Tag Escenario	Tipo de Escenario	Descripción	Flujo (m ³ /s)	Diámetro de fuga (mm)	Presión (kPa man)	Temperatura (°C)	Duración de la Fuga (s) ²³	Tasa de descarga (kg/s)	Inventario (kg) ²⁴	Sustancia liberada
01.5.1.2 01.11.3.1, 01.16.1.1 01.16.1.2	01 GESEII N01 PC	Peor Caso	Rotura total del gasoducto de 36"Ø segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino), salida costa fuera en Veracruz Norte, con liberación de gas natural con la posibilidad de incendio y explosión en caso de encontrar una fuente de ignición.	449.99	914.40	15306	50.00	3600	301.72	1086197.971	Gas natural
01.5.1.2 01.11.3.1, 01.16.1.1	02 GESEII N01 CMP	Caso Más Probable	Fuga del gasoducto de 36"Ø segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino), salida costa fuera en Veracruz Norte, por orificio de 182.88 mm (7.2 in) de diámetro equivalente, con liberación de gas natural y la posibilidad de incendio y explosión en caso de encontrar una fuente de ignición.	449.99	182.88	15306	50.00	3600	5.62	1086198	Gas natural
01.5.1.2 01.11.3.1, 01.16.1.1 01.16.1.2	03 GESEII N01 PC	Peor Caso	Rotura total del gasoducto de 36"Ø segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino), llegada costa adentro en Coatzacoalcos, con liberación de gas natural y la posibilidad de incendio y explosión en caso de encontrar una fuente de ignición.	449.99	914.40	5950	10.00	3600	151.14	1086198	Gas natural

²³ Dentro del software Phast versión 8.61 se tiene establecidos 3600 segundos como tiempo de duración máximo (máximum release duration), los escenarios simulados tienen un tiempo que excede el valor máximo para ingresar en el software, por lo que se estableció usar este máximo en el software. Ver la tabla IV.3 en la cual se reporta el tiempo que tardaría el inventario entrampado en agotarse por el valor de la tasa de descarga dado.

²⁴ El inventario reportado es lo equivalente al flujo masico por el tiempo de 3600 segundo. Por tanto, será el valor que aparecerá en las hojas obtenidas del simulador y hojas de datos anexo 14.2. Ver la tabla IV.3 en la cual se reporta el inventario entrampado en cada segmento del gasoducto simulado.

Tabla IV.1-1 Catálogo de escenarios

Núm. Escenario	Tag Escenario	Tipo de Escenario	Descripción	Flujo (m ³ /s)	Diámetro de fuga (mm)	Presión (kPa man)	Temperatura (°C)	Duración de la Fuga (s) ²³	Tasa de descarga (kg/s)	Inventario (kg) ²⁴	Sustancia liberada
01.5.1.2 01.11.3.1, 01.16.1.1	04 GESEII N01 CMP	Caso Más Probable	Fuga del gasoducto de 36"Ø segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino), llegada costa adentro en Coatzacoalcos, por orificio de 182.88 mm (7.2 in) de diámetro equivalente, con liberación de gas natural y la posibilidad de incendio y explosión en caso de encontrar una fuente de ignición.	449.99	182.88	5950	10.00	3600	2.32	1086198	Gas natural
02.5.1.2, 02.11.3.1, 02.16.1.1, 02.16.1.2,	05 GESEII N02 PC	Peor Caso	Rotura total del gasoducto de 36"Ø segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino), salida costa fuera en Coatzacoalcos, con liberación de gas natural y la posibilidad de incendio y explosión en caso de encontrar una fuente de ignición.	254.65	914.40	9673	38.00	3600	167.72	1086198	Gas natural
02.5.1.2, 02.11.3.1, 02.16.1.1, 02.16.1.2,	06 GESEII N02 CMP	Caso Más Probable	Fuga en gasoducto de 36"Ø segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino), salida costa fuera en Coatzacoalcos, por poro de 182.88 mm (7.2 in) de diámetro equivalente, con liberación de gas natural y la posibilidad de incendio y explosión en caso de encontrar una fuente de ignición.	254.65	182.88	9673	38.00	3600	5.94	603801	Gas natural

Tabla IV.1-1 Catálogo de escenarios

Núm. Escenario	Tag Escenario	Tipo de Escenario	Descripción	Flujo (m ³ /s)	Diámetro de fuga (mm)	Presión (kPa man)	Temperatura (°C)	Duración de la Fuga (s) ²³	Tasa de descarga (kg/s)	Inventario (kg) ²⁴	Sustancia liberada
02.5.1.2, 02.11.3.1, 02.16.1.1, 02.16.1.2,	07 GESEII N02 PC	Peor Caso	Rotura total del gasoducto de 36"Ø segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino), llegada costa adentro en Dos Bocas, con liberación de gas natural y la posibilidad de incendio y explosión en caso de encontrar una fuente de ignición.	254.65	914.40	8039	35.00	3600	167.72	603801	Gas natural
02.5.1.2, 02.11.3.1, 02.16.1.1, 02.16.1.2,	08 GESEII N02 CMP	Caso Más Probable	Fuga del gasoducto de 36"Ø segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino), llegada costa adentro en Dos Bocas por orificio de 182.88 mm (7.2 in) de diámetro equivalente, con liberación de gas natural y la posibilidad de incendio y explosión en caso de encontrar una fuente de ignición.	254.65	182.88	8039	35.00	3600	4.93	603801	Gas natural

Los resultados obtenidos de acuerdo con el análisis de consecuencias de los escenarios de riesgo seleccionados por el grupo multidisciplinario a diferentes niveles (radiación térmica y sobrepresión) para la estabilidad meteorológica de 1.5F (para la estabilidad 1.5 A-B ver hojas de resultados en anexo 14.2) se describen en la Tabla IV.1-2 a continuación.

Tabla IV.1-2 Resultados de eventos por radiación térmica y ondas de sobrepresión

Escenario	Zona de Amortiguamiento*		Zona de Alto Riesgo*		Zona de daño a Equipos*				No. Radio de afectación
	Radiación Térmica		Radiación Térmica		Radiación Térmica		Sobrepresión		
	(1.4 kW/m ²)	(0.5 lb/in ²)	(5.0 kW/m ²)	(1.0 lb/in ²)	(12.5 kW/m ²)	(37.5 kW/m ²)	(3 lb/in ²)	(10 lb/in ²)	
01 GESEII N01 PC	CHOF: 305.961	EXP: 160.660	CHOF: 168.493	EXP: 87.296	CHOF: 107.000	CHOF: 57.510	EXP: 37.989	EXP: 19.459	01 GESEII N01 PC (CHOF) 03 GESEII N01 PC (UVCE)
02 GESEII N01 CMP	CHOF: 51.032	EXP: 111.344	CHOF: 27.161	EXP: 78.561	CHOF: 16.467	CHOF: 10.777	EXP: 56.528	EXP: 48.248	04 GESEII N01 CMP (CHOF) 06 GESEII N01 CMP (UVCE)
03 GESEII N01 PC	CHOF: 249.775	EXP: 113.354	CHOF: 136.070	EXP: 61.727	CHOF: 84.472	CHOF: 46.210	EXP: 27.029	EXP: 13.990	07 GESEII N01 PC (CHOF) 09 GESEII N01 PC (UVCE)

Tabla IV.1-2 Resultados de eventos por radiación térmica y ondas de sobrepresión

Escenario	Zona de Amortiguamiento*				Zona de Alto Riesgo*				Zona de daño a Equipos*				No. Radio de afectación				
	Radiación Térmica		Sobrepresión		Radiación Térmica		Sobrepresión		Radiación Térmica		Sobrepresión						
	(1.4 kW/m ²)		(0.5 lb/in ²)		(5.0 kW/m ²)		(1.0 lb/in ²)		(12.5 kW/m ²)		(37.5 kW/m ²)			(3 lb/in ²)		(10 lb/in ²)	
04 GESEII N01 CMP	CHOF:	33.444	EXP:	61.560	CHOF:	17.396	EXP:	42.463	CHOF:	11.371	CHOF:	7.890	EXP:	29.628	EXP:	24.805	10 GESEII N01 CMP (CHOF) 12 GESEII N01 CMP (UVCE)
05 GESEII N02 PC	CHOF:	233.612	EXP:	136.126	CHOF:	128.316	EXP:	74.035	CHOF:	81.421	CHOF:	43.672	EXP:	32.305	EXP:	16.623	13 GESEII N02 PC (CHOF) 15 GESEII N02 PC (UVCE)
06 GESEII N02 CMP	CHOF:	51.844	EXP:	111.335	CHOF:	27.611	EXP:	78.556	CHOF:	16.759	CHOF:	11.042	EXP:	56.526	EXP:	48.247	16 GESEII N02 CMP (CHOF) 18 GESEII N02 CMP (UVCE)
07 GESEII N02 PC	CHOF:	232.807	EXP:	134.702	CHOF:	128.016	EXP:	73.265	CHOF:	80.960	CHOF:	43.816	EXP:	31.975	EXP:	16.458	19 GESEII N02 PC (CHOF) 21 GESEII N02 PC (UVCE)
08 GESEII N02 CMP	CHOF:	47.611	EXP:	109.784	CHOF:	25.336	EXP:	77.718	CHOF:	15.258	CHOF:	10.149	EXP:	56.167	EXP:	48.068	22 GESEII N02 CMP (CHOF) 24 GESEII N02 CMP (UVCE)

* Los valores para los radios de posible afectación son en metros

** Los diagramas de los radios de afectación relacionados al evento de flash fire (inflamabilidad), no se mencionan en esta tabla ya que no están relacionados con radiación térmica o sobrepresión. Estos diagramas solo se encuentran en el Anexo 14.3.

CHOF: Chorro de fuego, EXP: Ignición tardía (UVCE), NA: No alcanza

En el Anexo 14 “Análisis de Consecuencias” se incluyen lo siguiente:

1. Hojas de caracterización: las hojas de datos de simulación con la descripción de cada escenario analizado,
2. Hojas de resultado: las hojas de resultados de cada uno de los eventos,
3. Radios de afectación: la representación en planos de los radios potenciales de afectación de cada escenario obtenido de la evaluación de acuerdo con las zonas de alto riesgo y amortiguamiento,
4. Memoria numérica del simulador: las hojas de trabajo del simulador generada por el programa de simulación PHAST professional versión 8.61 donde se puede observar los datos de entrada como los resultados de radios de afectación.

Para los escenarios contemplados en el análisis de consecuencias, se realizó un árbol de eventos para conocer la frecuencia de ocurrencia de los eventos de radiación térmica y/o ondas de sobrepresión (ver Tabla IV.1-3). En el **Anexo 15 “Árboles de eventos”** se encuentra el análisis de árbol de eventos de cada escenario simulado para el **proyecto Gasoducto Extensión Sureste "Etapa II", en etapa de diseño (ingeniería FEED)**.

Tabla IV.1-3 Frecuencias de eventos finales

Tag Escenario	Descripción del escenario	Frecuencia (controlado) Evento/año	Frecuencia (sin control) Evento/año
01 GESEII N01 PC	Rotura total del gasoducto de 36"Ø segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino), salida costa fuera en Veracruz Norte, con liberación de gas natural con la posibilidad de incendio y explosión en caso de encontrar una fuente de ignición.	CHOF: 2.43E-07 EXP: 1.97E-07	CHOF: 4.00E-06 EXP: 7.68E-06
02 GESEII N01 CMP	Fuga del gasoducto de 36"Ø segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino), salida costa fuera en Veracruz Norte, por orificio de 182.88 mm (7.2 in) de diámetro equivalente, con liberación de gas natural y la posibilidad de incendio y explosión en caso de encontrar una fuente de ignición.	CHOF: 2.43E-07 EXP: 1.97E-07	CHOF: 4.00E-06 EXP: 7.68E-06
03 GESEII N01 PC	Rotura total del gasoducto de 36"Ø segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino), llegada costa adentro en Coatzacoalcos, con liberación de gas natural y la posibilidad de incendio y explosión en caso de encontrar una fuente de ignición.	CHOF: 2.43E-06 EXP: 1.97E-06	CHOF: 4.00E-05 EXP: 7.68E-05
04 GESEII N01 CMP	Fuga del gasoducto de 36"Ø segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino), llegada costa adentro en Coatzacoalcos, por orificio de 182.88 mm (7.2 in) de diámetro equivalente, con liberación de gas natural y la posibilidad de incendio y explosión en caso de encontrar una fuente de ignición.	CHOF: 2.43E-06 EXP: 1.97E-06	CHOF: 4.00E-05 EXP: 7.68E-05
05 GESEII N02 PC	Rotura total del gasoducto de 36"Ø segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino), salida costa fuera en Coatzacoalcos, con liberación de gas natural y la posibilidad de incendio y explosión en caso de encontrar una fuente de ignición.	CHOF: 2.43E-05	CHOF: 4.00E-04
06 GESEII N02 CMP	Fuga en gasoducto de 36"Ø segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino), salida costa fuera en Coatzacoalcos, por poro de 182.88 mm (7.2 in) de diámetro equivalente, con liberación de gas natural y la posibilidad de incendio y explosión en caso de encontrar una fuente de ignición.	CHOF: 2.43E-05	CHOF: 4.00E-04
07 GESEII N02 PC	Rotura total del gasoducto de 36"Ø segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino), llegada costa adentro en Dos Bocas, con liberación de gas natural y la posibilidad de incendio y explosión en caso de encontrar una fuente de ignición.	CHOF: 2.43E-07 EXP: 1.97E-07	CHOF: 4.00E-06 EXP: 7.68E-06
08 GESEII N02 CMP	Fuga del gasoducto de 36"Ø segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino), llegada costa adentro en Dos Bocas por orificio de 182.88 mm (7.2 in) de diámetro equivalente, con liberación de gas natural y la posibilidad de incendio y explosión en caso de encontrar una fuente de ignición.	CHOF: 2.43E-07 EXP: 1.97E-07	CHOF: 4.00E-06 EXP: 7.68E-06

Abreviaturas: **CHOF:** Chorro de fuego, **EXP:** Ignición tardía (UVCE).

IV.2 Análisis de vulnerabilidad e interacciones de riesgo

IV.2.1 Análisis de vulnerabilidad

A continuación, en la Tabla IV.2.1-1 se describen los escenarios de riesgo para conocer los posibles receptores de riesgo de acuerdo con la matriz de riesgo (salud y seguridad, medio ambiente, financiero, regulatorio/legal y reputación) que se encuentren inmersos dentro de las zonas de alto riesgo y de amortiguamiento.

Tabla IV.2.1-1 Descripción de los posibles receptores de riesgo

Clave del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de seguridad y medidas preventivas	Recomendaciones para implementar
01 GESEII N01 PC	<p>Salud y Seguridad: Por exposición a <u>radiaciones térmicas de 5.0 kW/m² (zona de alto riesgo)</u>, los radios en esta zona alcanzan una distancia de 168 m el personal operativo y/o miembros del público (terceros) puede sufrir lesiones desde quemaduras de 1er grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2do grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Dentro de la distancia del radio para la zona de alto riesgo no se encuentra personal o terceros que se pudieran ver afectados en el trazo del gasoducto solo aquellos que se encuentren inspeccionando y/o realizando celaje en el momento del evento, no se localizan asentamientos humanos que se pudieran ver afectados dentro de estos radios de esta zona de alto riesgo que se pudieran afectar. Por exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² a 37.5 kW/m² la probabilidad de fatalidad es del 50% al 99% respectivamente, debido a quemaduras de 3er y 4to grado con daño profundo y más allá en dermis (terminales nerviosas, vasos sanguíneos, glándulas sudoríparas, glándulas sebáceas, folículos capilares, músculos y huesos), para esta zona los radios alcanzan una distancia de 168 m a 107 m respectivamente, no se encuentra ningún receptor que se pudiera ver afectado.</p> <p>La exposición a <u>radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² (zona de amortiguamiento)</u> no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día los radios alcanzan una distancia de 305 m en el cual se encuentra asentamiento humano con dirección suroeste del punto de la fuga.</p> <p>Por exposición a <u>ondas de sobrepresión de 1 psi</u>, el personal tiene una probabilidad de 1% de sufrir lesiones a tímpanos y golpes serios con proyectiles la distancia del radio es de 87 m para esta zona, para <u>ondas de sobrepresión de 3 psi a 10 psi</u> las distancias esperadas son de 37 m a 19 m respectivamente, puede provocar desde la rotura de los tímpanos hasta la fatalidad por lesiones de pulmón. Por lo que el daño al personal operativo y/o terceros es poco probable solo en el caso que se encuentren en el derecho de vía del gasoducto realizando inspección o celaje pueden sufrir las consecuencias descritas en caso de que se encuentren en el momento del evento, no existe afectación a asentamiento humanos.</p> <p>Por exposiciones a ondas de <u>sobrepresión de 0.5 psi</u> no habría lesiones, los radios para esta zona es de 160 m.</p> <p>Medio Ambiente: Las afectaciones hacia el medio ambiente es mayor, considerando un impacto localizado (recuperación de 1 -5 año), las afectaciones hacia el aire son por la liberación de gas natural fuera de los límites permitidos y en caso de ocurrir la ignición la generación de gases y humos de la combustión. No se esperan afectaciones a los receptores ambientales suelo, flora y fauna.</p>	<ul style="list-style-type: none"> Estudio de ingeniería durante la fase de prospección (factibilidad de rutas propuestas y rutas alternativas). Ejecución del procedimiento Programa de Prevención de Daños (Costa Afuera) (MEX) (ID: 1015565447). Monitoreo 24/7 por capitania de puerto (API) (Coatzacoalcos). Espesor de pared de diseño de 1.375" y cobertura recomendada en la base de diseño. Recubrimiento de concreto. Análisis de estabilidad hidrodinámica realizado al ducto. Sistemas de soporte y anclaje de la tubería. Ejecución del procedimiento TEP-IN-GAEST-G Gestión de Amenazas Estructurales (MEX) (ID 1015563146). 	
		<ul style="list-style-type: none"> Monitoreo de fugas a través del sistema SCADA Ejecución del Procedimiento para detección de fugas de gas natural (ID 006043643). 	

Tabla IV.2.1-1 Descripción de los posibles receptores de riesgo

Clave del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de seguridad y medidas preventivas	Recomendaciones para implementar
	<p>Financiera: Por exposición a <u>radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² (zona de alto amortiguamiento) a 5.0 kW/m² (zona de alto riesgo)</u>, los equipos no sufren daños, <u>radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² a 37.5 kW/m² (zona de daño a equipo)</u> los radios alcanzan una distancia de 107 m a 57 m respectivamente, los daños financieros equivalen de \$100 mil a \$1 millón USD.</p> <p>Los radios potenciales de afectación por el evento ondas de <u>sobrepresión de 1 psi (zona de alto riesgo)</u>, en esta zona no habría consecuencias hacia los equipos de proceso. Las ondas de <u>sobrepresión de 3 psi a 10 psi (zona de daño a equipo)</u> se tendrían a una distancia de los radios de afectación de 37 m a 19 m respectivamente, los daños esperados alcanzarían pérdidas graves \$100 mil a \$1 millón USD por la probable distorsión de las estructuras de acero y daño severo a paneles de instrumentos para esta zona de daño a equipo, en el punto del evento dentro del derecho de vía se encuentra el gasoducto del segmento Veracruz – Coatzacoalcos por lo que se contempla la pérdida de producción por el evento de la ruptura del gasoducto y/o por el paro de la instalación por el evento (Estación de Compresión Veracruz Norte y Estación de Compresión Coatzacoalcos).</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Ejecución del procedimiento Programa de Prevención de Daños (Costa Afuera) (MEX) (ID: 1015565447). • Espesor de pared de diseño de 1.375" y cobertura recomendada en la base de diseño. • Recubrimiento de concreto. • Análisis de estabilidad hidrodinámica realizado al ducto. • Sistemas de soporte y anclaje de la tubería. • Ejecución del procedimiento TEP-IN-GAEST-G Gestión de Amenazas Estructurales (MEX) (ID 1015563146). 	
	<p>Regulación/Legal: Por exposición a <u>radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² a 5.0 kW/m²</u> las distancias para estas zonas las distancias alcanzan 305 m a 168 m respectivamente, <u>radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² y 37.5 kW/m²</u> (zona de daño a equipo) la distancia para estas zonas es de 107 m a 57 m se espera notificación de infracción con sanción reglamentaria de alcance medio.</p> <p>Por exposición a <u>ondas de sobrepresión de 1 psi</u> los radios alcanzan una distancia de 87 m, para <u>ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi</u> las distancias esperadas son de 37 m a 19 m respectivamente. Se estima una gravedad mayor, con notificación de infracción con sanción reglamentaria de alcance medio.</p> <p>Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría sanciones ya que no existen afectaciones en este rubro.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Comunicación continua con las autoridades y población. • Ejecución del procedimiento Programa de Prevención de Daños (Costa Afuera) (MEX) (ID: 1015565447). • Ejecución del procedimiento TEP-IN-GAEST-G Gestión de Amenazas Estructurales (MEX) (ID 1015563146). 	
	<p>Reputación: Por exposición a <u>radiaciones térmicas de 1.4 a 5.0 kW/m²</u> las distancias para estas zonas las distancias alcanzan 305 m a 168 m, <u>radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² hasta 37.5 kW/m²</u> la distancia para estas radiaciones es de 107 m y 57 m.</p> <p>Por exposición sobrepresión de <u>0.5 psi</u> (zona de amortiguamiento) no se esperan consecuencias en la reputación, para la exposición por <u>ondas de sobrepresión de 1 psi</u> los radios alcanzan una distancia de 87 m, para <u>ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi</u> las distancias esperadas son de 37 m a 19 m respectivamente.</p> <p>Para este rubro las consecuencias por la reputación serían mayor, recibiendo múltiples quejas de una parte interesada, acción importante de una parte interesada y la reputación externa de la empresa es posible sufra daños; se esperarían una cobertura negativa prolongada en los medios podrías extenderse a nivel regional o nacional.</p>		

Tabla IV.2.1-1 Descripción de los posibles receptores de riesgo

Clave del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de seguridad y medidas preventivas	Recomendaciones para implementar
02 GESEII N01 CMP	<p>Salud y Seguridad: Por exposición a <u>radiaciones térmicas de 5.0 kW/m² (zona de alto riesgo)</u>, los radios en esta zona alcanzan una distancia de 27 m el personal operativo y/o miembros del público (terceros) puede sufrir lesiones desde quemaduras de 1er grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2do grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Dentro de la distancia del radio para esta zona de alto riesgo no se encuentra personal o terceros que se pudieran ver afectados en el trazo del gasoducto, solo aquel personal se encuentre inspeccionando y/o realizando celaje en el derecho de vía en el momento del evento, no se localizan asentamientos humanos que se pudieran ver afectados dentro de estos radios. Por exposición a <u>radiaciones térmicas de 12.5 y 37.5 kW/m² (zona de alto riesgo)</u> los radios de afectación se alcanza distancias de 16 m y 10 m para estas zonas de radiación y por exposición a <u>radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² (zona de amortiguamiento)</u> no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día.</p> <p>Por exposición a <u>ondas de sobrepresión de 1 psi</u>, el personal tiene una probabilidad de 1% de sufrir lesiones a tímpanos y golpes serios con proyectiles la distancia del radio es de 78 m para esta zona, para <u>ondas de sobrepresión de 3 psi a 10 psi</u> las distancias esperadas son de 56 m a 48 m respectivamente, puede provocar desde la rotura de los tímpanos hasta la fatalidad por lesiones de pulmón. Por lo que el personal operativo y/o terceros que se encuentren en el derecho de vía del gasoducto realizando inspección o celaje pueden sufrir las consecuencias descritas en el caso que se encuentren en el momento del evento, no se encuentran asentamientos humanos que se pudieran ver por esta zona de sobrepresión.</p> <p>Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría lesiones en esta zona de amortiguamiento.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Estudio de ingeniería durante la fase de prospección (factibilidad de rutas propuestas y rutas alternativas). • Ejecución del procedimiento Programa de Prevención de Daños (Costa Afuera) (MEX) (ID: 1015565447). • Monitoreo 24/7 por capitania de puerto (API) (Coatzacoalcos). • Espesor de pared de diseño de 1.375" y cobertura recomendada en la base de diseño. • Recubrimiento de concreto. • Análisis de estabilidad hidrodinámica realizado al ducto. • Sistemas de soporte y anclaje de la tubería. • Ejecución del procedimiento TEP-IN-GAEST-G Gestión de Amenazas Estructurales (MEX) (ID 1015563146). 	
	<p>Medio Ambiente: Las afectaciones hacia el medio ambiente es de impacto menor (recuperación inmediata), un evento de alcance limitado, reversible y que probablemente no extiende fuera de la instalación en este caso del derecho de vía. Las afectaciones hacia el aire son por la liberación de gas natural dentro de los límites permitidos y en caso de ocurrir la ignición la generación de gases y humos de la combustión. No se esperan afectaciones a los receptores ambientales suelo, flora y fauna.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Monitoreo de fugas a través del sistema SCADA • Ejecución del Procedimiento para detección de fugas de gas natural (ID 006043643). 	
	<p>Financiera: Por exposición a <u>radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² (zona de alto amortiguamiento)</u> a <u>5.0 kW/m² (zona de alto riesgo)</u>, los equipos no sufren daños, <u>radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² a 37.5 kW/m² (zona de daño a equipo)</u> para estos niveles de radiación alcanzó a generar radios potenciales de afectación de 16 m y 10 m, por lo que se esperan daños financieros menor \$100 mil USD.</p> <p>Los radios potenciales de afectación por el evento ondas de <u>sobrepresión de 1 psi (zona de alto riesgo)</u> en esta zona no habría consecuencias hacia los equipos de proceso. Las ondas de <u>sobrepresión de 3 psi a 10 psi (zona de daño a equipo)</u> se tendrían a una distancia de los radios de afectación de 56 m a 48 m respectivamente, los daños esperados alcanzarían pérdidas menor a los \$100 mil USD por la probable distorsión de las estructuras de acero y daño severo a paneles de instrumentos para esta zona de daño a equipo, en el punto del evento dentro del derecho de vía solo se encuentra el gasoducto de envío de gas de la Estación de Compresión Veracruz Norte hacia la Estación de Compresión Coatzacoalcos así como se contempla la pérdida de producción por la fuga y/o por el paro de la instalación por el evento.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Ejecución del procedimiento Programa de Prevención de Daños (Costa Afuera) (MEX) (ID: 1015565447). • Espesor de pared de diseño de 1.375" y cobertura recomendada en la base de diseño. • Recubrimiento de concreto. • Análisis de estabilidad hidrodinámica realizado al ducto. • Sistemas de soporte y anclaje de la tubería. • Ejecución del procedimiento TEP-IN-GAEST-G Gestión de Amenazas Estructurales (MEX) (ID 1015563146). 	

Tabla IV.2.1-1 Descripción de los posibles receptores de riesgo

Clave del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de seguridad y medidas preventivas	Recomendaciones para implementar
	<p>Regulación/Legal: Por exposición a <u>radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² a 5.0 kW/m²</u> las distancias para estas zonas las distancias alcanzan 51 m a 27 m respectivamente, se esperan notificación de infracción con sanción reglamentaria de alcance medio.</p> <p>Para las <u>radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² y 37.5 kW/m²</u> (zona de daño a equipo) para estos niveles de radiación se alcanzó a generar radios potenciales de afectación de 16 m y 10 m respectivamente.</p> <p>Por exposición a <u>ondas de sobrepresión de 1 psi</u> los radios alcanzan una distancia de 78 m, para <u>ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi</u> las distancias esperadas son de 56 m a 48 m respectivamente. Se espera notificación reglamentaria o cumplimiento menor.</p> <p>Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría sanciones ya que no existen afectaciones en este rubro.</p> <p>Reputación: Por exposición a <u>radiaciones térmicas de 1.4 a 5.0 kW/m²</u> las distancias para estas zonas las distancias alcanzan 51 m a 27 m, <u>radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² hasta 37.5 kW/m²</u> para estos niveles de radiación alcanzó a generar radios potenciales de afectación de 16 m y 10 m.</p> <p>Por exposición <u>sobrepresión de 0.5 psi</u> (zona de amortiguamiento) no se esperan consecuencias en la reputación, para la exposición por <u>ondas de sobrepresión de 1 psi</u> los radios alcanzan una distancia de 78 m, para <u>ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi</u> las distancias esperadas son de 56 m a 48 m respectivamente.</p> <p>Para este rubro las consecuencias por la reputación serían menor, notificación reglamentaria o cumplimiento menor identificado internamente.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Comunicación continua con las autoridades y población. • Ejecución del procedimiento Programa de Prevención de Daños (Costa Afuera) (MEX) (ID: 1015565447). • Ejecución del procedimiento TEP-IN-GAEST-G Gestión de Amenazas Estructurales (MEX) (ID 1015563146). 	

Tabla IV.2.1-1 Descripción de los posibles receptores de riesgo

Clave del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de seguridad y medidas preventivas	Recomendaciones para implementar
03 GESEII N01 PC	<p>Salud y Seguridad: Por exposición a <u>radiaciones térmicas de 5.0 kW/m² (zona de alto riesgo)</u>, los radios en esta zona alcanzan una distancia de 136 m el personal operativo y/o miembros del público (terceros) puede sufrir lesiones desde quemaduras de 1er grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2do grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Dentro de la distancia del radio para la zona de alto riesgo no se encuentra personal o terceros que se pudieran ver afectados en el trazo del gasoducto solo aquellos que se encuentren inspeccionando y/o realizando celaje en el momento del evento, no se localizan asentamientos humanos que se pudieran ver afectados dentro de estos radios de esta zona de alto riesgo que se pudieran ver afectados. Por exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² a 37.5 kW/m² la probabilidad de fatalidad es del 50% al 99% respectivamente, debido a quemaduras de 3er y 4to grado con daño profundo y más allá en dermis (terminales nerviosas, vasos sanguíneos, glándulas sudoríparas, glándulas sebáceas, folículos capilares, músculos y huesos), para esta zona los radios alcanzan una distancia de 84 m a 46 m respectivamente, no se encuentra ningún asentamiento humano que se pudiera ver afectado por los radios de sobrepresión en el segmento del gasoducto Veracruz Norte – Coatzacoalcos.</p> <p>La exposición a <u>radiaciones térmicas de 1.4 kW/m²</u> (zona de amortiguamiento) no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día los radios alcanzan una distancia de 249 m no se encuentra asentamientos humanos.</p> <p>Por exposición a <u>ondas de sobrepresión de 1 psi</u>, el personal tiene una probabilidad de 1% de sufrir lesiones a tímpanos y golpes serios con proyectiles la distancia del radio es de 61 m para esta zona, para <u>ondas de sobrepresión de 3 psi</u> a <u>10 psi</u> las distancias esperadas son de 27 m a 13 m respectivamente, puede provocar desde la rotura de los tímpanos hasta la fatalidad por lesiones de pulmón. Por lo que el personal operativo y/o terceros que se encuentren en el derecho de vía del gasoducto realizando inspección o celaje pueden sufrir las consecuencias descritas en caso de que se encuentren en el momento del evento, dentro del radio no se encuentran asentamientos humanos. Por exposiciones a ondas de <u>sobrepresión de 0.5 psi</u> no habría lesiones, los radios para esta zona son a partir de una distancia de 61 m hasta 113 m.</p> <p>Medio Ambiente: Las afectaciones hacia el medio ambiente es grave, considerando un impacto limitado, por las afectaciones hacia el aire son por la liberación de gas natural fuera de los límites permitidos y en caso de ocurrir la ignición de gases y humos de la combustión. No se esperan afectaciones a los receptores ambientales suelo, flora y fauna.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Estudio de ingeniería durante la fase de prospección (factibilidad de rutas propuestas y rutas alternativas). • Ejecución del procedimiento Programa de Prevención de Daños (Costa Afuera) (MEX) (ID: 1015565447). • Monitoreo 24/7 por capitán de puerto (API) (Coatzacoalcos). • Espesor de pared de diseño de 1.375" y cobertura recomendada en la base de diseño. • Recubrimiento de concreto. • Análisis de estabilidad hidrodinámica realizado al ducto. • Sistemas de soporte y anclaje de la tubería. • Ejecución del procedimiento TEP-IN-GAEST-G Gestión de Amenazas Estructurales (MEX) (ID 1015563146). <ul style="list-style-type: none"> • Monitoreo de fugas a través del sistema SCADA • Ejecución del Procedimiento para detección de fugas de gas natural (ID 006043643). 	

Tabla IV.2.1-1 Descripción de los posibles receptores de riesgo

Clave del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de seguridad y medidas preventivas	Recomendaciones para implementar
	<p>Financiera: Por exposición a <u>radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² (zona de alto amortiguamiento)</u> a <u>5.0 kW/m² (zona de alto riesgo)</u>, los equipos no sufren daños, <u>radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² a 37.5 kW/m² (zona de daño a equipo)</u> los radios alcanzan una distancia de 84 m a 46 m respectivamente, los daños financieros equivalen de \$100 mil a \$1 millón USD.</p> <p>Los radios potenciales de afectación por el evento ondas de <u>sobrepresión de 1 psi (zona de alto riesgo)</u>, en esta zona no habría consecuencias hacia los equipos de proceso. Las ondas de <u>sobrepresión de 3 psi a 10 psi (zona de daño a equipo)</u> se tendrían a una distancia de los radios de afectación de 27 m a 13 m respectivamente, los daños esperados alcanzarían pérdidas graves \$100 mil a \$1 millón USD por la probable distorsión de las estructuras de acero y daño severo a paneles de instrumentos para esta zona de daño a equipo, dentro del derecho de vía se encuentra el gasoducto del segmento Veracruz – Coatzacoalcos (en el cual se está dando el evento) por lo que se contempla la pérdida de producción por el evento de la ruptura del gasoducto y/o por el paro de las instalaciones por el evento (Estación de Compresión Veracruz Norte y Estación de Compresión Coatzacoalcos).</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Ejecución del procedimiento Programa de Prevención de Daños (Costa Afuera) (MEX) (ID: 1015565447). • Espesor de pared de diseño de 1.375" y cobertura recomendada en la base de diseño. • Recubrimiento de concreto. • Análisis de estabilidad hidrodinámica realizado al ducto. • Sistemas de soporte y anclaje de la tubería. • Ejecución del procedimiento TEP-IN-GAEST-G Gestión de Amenazas Estructurales (MEX) (ID 1015563146). 	
	<p>Regulación/Legal: Por exposición a <u>radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² a 5.0 kW/m²</u> las distancias para estas zonas las distancias alcanzan 249 m a 136 m respectivamente, <u>radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² y 37.5 kW/m²</u> (zona de daño a equipo) la distancia para estas zonas es de 84 m a 46 m se espera notificación de infracción con sanción reglamentaria de alcance medio.</p> <p>Por exposición a <u>ondas de sobrepresión de 1 psi</u> los radios alcanzan una distancia de 61 m, para <u>ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi</u> las distancias esperadas son de 27 m a 13 m respectivamente. Se estima una gravedad mayor, con notificación de infracción con sanción reglamentaria de alcance medio.</p> <p>Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría sanciones ya que no existen afectaciones en este rubro.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Comunicación continua con las autoridades y población. • Ejecución del procedimiento Programa de Prevención de Daños (Costa Afuera) (MEX) (ID: 1015565447). • Ejecución del procedimiento TEP-IN-GAEST-G Gestión de Amenazas Estructurales (MEX) (ID 1015563146). 	
	<p>Reputación: Por exposición a <u>radiaciones térmicas de 1.4 a 5.0 kW/m²</u> las distancias para estas zonas las distancias alcanzan 249 m a 136 m, <u>radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² hasta 37.5 kW/m²</u> la distancia para estas radiaciones es de 84 m y 46 m.</p> <p>Por exposición sobrepresión de <u>0.5 psi</u> (zona de amortiguamiento) no se esperan consecuencias en la reputación, para la exposición por <u>ondas de sobrepresión de 1 psi</u> los radios alcanzan una distancia de 61 m, para <u>ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi</u> las distancias esperadas son de 27 m a 13 m respectivamente.</p> <p>Para este rubro las consecuencias por la reputación serían mayor, recibiendo múltiples quejas de una parte interesada, acción importante de una parte interesada y la reputación externa de la empresa es posible sufra daños; se esperarían una cobertura negativa prolongada en los medios podrías extenderse a nivel regional o nacional.</p>		

Tabla IV.2.1-1 Descripción de los posibles receptores de riesgo

Clave del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de seguridad y medidas preventivas	Recomendaciones para implementar
04 GESEII N01 CMP	<p>Salud y Seguridad: Por exposición a <u>radiaciones térmicas de 5.0 kW/m² (zona de alto riesgo)</u>, los radios en esta zona alcanzan una distancia de 17 m el personal operativo y/o miembros del público (terceros) puede sufrir lesiones desde quemaduras de 1er grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2do grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas, dentro de la distancia del radio para la zona de alto riesgo no se encuentra personal o terceros que se pudieran ver afectados en el trazo del gasoducto, solo aquel personal que se pueda encontrar realizando alguna actividad de inspeccionando y/o realizando celaje en el derecho de vía, no se localizan asentamientos humanos que se pudieran ver afectados dentro de estos radios. Por exposición a <u>radiaciones térmicas de 12.5 y 37.5 kW/m² (zona de alto riesgo)</u> los radios alcanzan distancias de 11 m a 7 m respectivamente no existen asentamientos humanos que se puedan ver afectados por estas zonas de radiación y por exposición a <u>radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² (zona de amortiguamiento)</u> no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día los radios alcanzan distancias de 33 m.</p> <p>Por exposición a <u>ondas de sobrepresión de 1 psi</u>, el personal tiene una probabilidad de 1% de sufrir lesiones a tímpanos y golpes serios con proyectiles la distancia del radio es de 42 m para esta zona, para <u>ondas de sobrepresión de 3 psi a 10 psi</u> las distancias esperadas son de 29 m a 24 m respectivamente, puede provocar desde la rotura de los tímpanos hasta la fatalidad por lesiones de pulmón. Por lo que el personal operativo y/o terceros que se encuentren en el derecho de vía del gasoducto realizando inspección o celaje pueden sufrir las consecuencias descritas en el caso que se encuentren en el momento del evento, no se encuentran asentamientos humanos que se pudieran ver afectado por esta zona de sobrepresión.</p> <p>Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría lesiones en esta zona de amortiguamiento.</p> <p>Medio Ambiente: Las afectaciones hacia el medio ambiente es de impacto limitado (recuperación de <1 año), se requiere gestión, pero no resultará en un cambio permanente de estado. Las afectaciones hacia el aire son por la liberación de gas natural fuera de los límites permitidos y en caso de ocurrir la ignición la generación de gases y humos de la combustión. No se esperan afectaciones a los receptores ambientales suelo, flora y fauna.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Estudio de ingeniería durante la fase de prospección (factibilidad de rutas propuestas y rutas alternativas). • Ejecución del procedimiento Programa de Prevención de Daños (Costa Afuera) (MEX) (ID: 1015565447). • Monitoreo 24/7 por capitán de puerto (API) (Coatzacoalcos). • Espesor de pared de diseño de 1.375" y cobertura recomendada en la base de diseño. • Recubrimiento de concreto. • Análisis de estabilidad hidrodinámica realizado al ducto. • Sistemas de soporte y anclaje de la tubería. • Ejecución del procedimiento TEP-IN-GAEST-G Gestión de Amenazas Estructurales (MEX) (ID 1015563146). 	
		<ul style="list-style-type: none"> • Monitoreo de fugas a través del sistema SCADA • Ejecución del Procedimiento para detección de fugas de gas natural (ID 006043643). 	

Tabla IV.2.1-1 Descripción de los posibles receptores de riesgo

Clave del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de seguridad y medidas preventivas	Recomendaciones para implementar
	<p>Financiera: Por exposición a <u>radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² (zona de alto amortiguamiento) a 5.0 kW/m² (zona de alto riesgo)</u>, los equipos no sufren daños, <u>radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² a 37.5 kW/m² (zona de daño a equipo)</u> para estos niveles de radiación los radios alcanzan una distancia de 11 m a 7 m respectivamente, por lo que se esperan daños financieros menor \$100 mil USD.</p> <p>Los radios potenciales de afectación por el evento ondas de <u>sobrepresión de 1 psi (zona de alto riesgo)</u>, en esta zona no habría consecuencias hacia los equipos de proceso. Las ondas de <u>sobrepresión de 3 psi a 10 psi (zona de daño a equipo)</u> se tendrían a una distancia de los radios de afectación de 29 m a 24 m respectivamente, los daños esperados alcanzarían pérdidas graves \$100 mil a \$1 millón USD por la probable distorsión de las estructuras de acero y daño severo a paneles de instrumentos para esta zona de daño a equipo, en el punto del evento dentro del derecho de vía solo se encuentra el gasoducto segmento Veracruz Norte a Coatzacoalcos, se contempla la pérdida de producción por la fuga y/o por el paro de la instalación por el evento.</p> <p>Regulación/Legal: Por exposición a <u>radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² a 5.0 kW/m²</u> las distancias para estas zonas las distancias alcanzan 33 m a 17 m respectivamente, se esperan notificación de infracción con sanción reglamentaria de alcance medio. Para las <u>radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² y 37.5 kW/m²</u> (zona de daño a equipo) para estos niveles de radiación las distancias alcanzadas son de 11 m y 7 m respectivamente.</p> <p>Por exposición a <u>ondas de sobrepresión de 1 psi</u> los radios alcanzan una distancia de 42 m, para <u>ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi</u> las distancias esperadas son de 29 m a 24 m respectivamente. Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría sanciones ya que no existen afectaciones en este rubro.</p> <p>Se espera notificación de infracción con sanción reglamentaria grave, notificación de infracción con sanción reglamentaria menor.</p> <p>Reputación: Por exposición a <u>radiaciones térmicas de 1.4 a 5.0 kW/m²</u> las distancias para estas zonas las distancias alcanzan 33 m a 17 m, <u>radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² hasta 37.5 kW/m²</u> para estos niveles de radiación los radios potenciales de afectación alcanzan distancias de 11 m y 7 m.</p> <p>Por exposición <u>sobrepresión de 0.5 psi</u> (zona de amortiguamiento) no se esperan consecuencias en la reputación, para la exposición por <u>ondas de sobrepresión de 1 psi</u> los radios alcanzan una distancia de 42 m, para <u>ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi</u> las distancias esperadas son de 29 m a 24 m respectivamente.</p> <p>Para este rubro las consecuencias por la reputación serían grave, recibiendo múltiples quejas de una parte interesada, la reputación externa de la empresa sufriría daños mínimos, cuenta negativa localizada en medios sociales y cobertura en medios locales.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Ejecución del procedimiento Programa de Prevención de Daños (Costa Afuera) (MEX) (ID: 1015565447). • Espesor de pared de diseño de 1.375" y cobertura recomendada en la base de diseño. • Recubrimiento de concreto. • Análisis de estabilidad hidrodinámica realizado al ducto. • Sistemas de soporte y anclaje de la tubería. • Ejecución del procedimiento TEP-IN-GAEST-G Gestión de Amenazas Estructurales (MEX) (ID 1015563146). <ul style="list-style-type: none"> • Comunicación continua con las autoridades y población. • Ejecución del procedimiento Programa de Prevención de Daños (Costa Afuera) (MEX) (ID: 1015565447). • Ejecución del procedimiento TEP-IN-GAEST-G Gestión de Amenazas Estructurales (MEX) (ID 1015563146). 	

Tabla IV.2.1-1 Descripción de los posibles receptores de riesgo

Clave del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de seguridad y medidas preventivas	Recomendaciones para implementar
05 GESEII N02 PC	<p>Salud y Seguridad: Por exposición a <u>radiaciones térmicas de 5.0 kW/m² (zona de alto riesgo)</u>, los radios en esta zona alcanzan una distancia de 128 m el personal operativo y/o miembros del público (terceros) puede sufrir lesiones desde quemaduras de 1er grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2do grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Dentro de la distancia del radio para la zona de alto riesgo no se encuentra personal o terceros que se pudieran ver afectados en el trazo del gasoducto, así como no se localizan asentamientos humanos que se pudieran ver afectados dentro de estos radios. La exposición a <u>radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² (zona de amortiguamiento)</u> no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día.</p> <p>Por exposición a <u>ondas de sobrepresión de 1 psi</u>, el personal tiene una probabilidad de 1% de sufrir lesiones a tímpanos y golpes serios con proyectiles la distancia del radio es de 74 m para esta zona, para <u>ondas de sobrepresión de 3 psi a 10 psi</u> las distancias esperadas son de 32 m a 16 m respectivamente, puede provocar desde la rotura de los tímpanos hasta la fatalidad por lesiones de pulmón. Por lo que el personal operativo y/o terceros que se encuentren en el derecho de vía del gasoducto realizando inspección o celaje pueden sufrir las consecuencias descritas en el caso que se encuentren en el momento del evento, no se encuentran asentamientos humanos en este segmento del gasoducto que se pudieran ver afectados.</p> <p>Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría lesiones, los radios para esta zona son a partir de una distancia de 74 m hasta 136 m.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Estudio de ingeniería durante la fase de prospección (factibilidad de rutas propuestas y rutas alternativas). • Ejecución del procedimiento Programa de Prevención de Daños (Costa Afuera) (MEX) (ID: 1015565447). • Monitoreo 24/7 por capitanía de puerto (API) (Coatzacoalcos). • Espesor de pared de diseño de 1.375" y cobertura recomendada en la base de diseño. • Recubrimiento de concreto. • Análisis de estabilidad hidrodinámica realizado al ducto. • Sistemas de soporte y anclaje de la tubería. • Ejecución del procedimiento TEP-IN-GAEST-G Gestión de Amenazas Estructurales (MEX) (ID 1015563146). 	
	<p>Medio Ambiente: Las afectaciones hacia el medio ambiente es de impacto limitado (recuperación de <1 año), se requiere gestión, pero no resultará en un cambio permanente de estado. Las afectaciones hacia el aire son por la liberación de gas natural fuera de los límites permitidos y en caso de ocurrir la ignición la generación de gases y humos de la combustión. No se esperan afectaciones a los receptores ambientales suelo, flora y fauna</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Monitoreo de fugas a través del sistema SCADA • Ejecución del Procedimiento para detección de fugas de gas natural (ID 006043643). 	
	<p>Financiera: Por exposición a <u>radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² (zona de alto amortiguamiento)</u> a <u>5.0 kW/m² (zona de alto riesgo)</u>, los equipos no sufren daños, <u>radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² a 37.5 kW/m² (zona de daño a equipo)</u> los radios alcanzan una distancia de 81 m a 43 m respectivamente, los daños financieros equivalen de \$100 mil a \$1 millón USD.</p> <p>Los radios potenciales de afectación por el evento ondas de <u>sobrepresión de 1 psi (zona de alto riesgo)</u>, en esta zona no habría consecuencias hacia los equipos de proceso. Las ondas de <u>sobrepresión de 3 psi a 10 psi (zona de daño a equipo)</u> se tendrían a una distancia de los radios de afectación de 32 m a 16 m respectivamente, los daños esperados alcanzarían pérdidas graves \$100 mil a \$1 millón USD por la probable distorsión de las estructuras de acero y daño severo a paneles de instrumentos para esta zona de daño a equipo, se contempla la pérdida de producción por la fuga y/o por el paro de la instalación por el evento.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Ejecución del procedimiento Programa de Prevención de Daños (Costa Afuera) (MEX) (ID: 1015565447). • Espesor de pared de diseño de 1.375" y cobertura recomendada en la base de diseño. • Recubrimiento de concreto. • Análisis de estabilidad hidrodinámica realizado al ducto. • Sistemas de soporte y anclaje de la tubería. • Ejecución del procedimiento TEP-IN-GAEST-G Gestión de Amenazas Estructurales (MEX) (ID 1015563146). 	

Tabla IV.2.1-1 Descripción de los posibles receptores de riesgo

Clave del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de seguridad y medidas preventivas	Recomendaciones para implementar
	<p>Regulación/Legal: Por exposición a <u>radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² a 5.0 kW/m²</u> las distancias para estas zonas las distancias alcanzan 233 m a 128 m respectivamente, <u>radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² y 37.5 kW/m²</u> (zona de daño a equipo) la distancia para estas zonas es de 81 m a 43 m se esperan notificación de infracción con sanción reglamentaria de alcance medio.</p> <p>Por exposición a <u>ondas de sobrepresión de 1 psi</u> los radios alcanzan una distancia de 74 m, para <u>ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi</u> las distancias esperadas son de 32 m a 16 m respectivamente. Se espera notificación de infracción con sanción reglamentaria grave, notificación de infracción con sanción reglamentaria menor.</p> <p>Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría sanciones ya que no existen afectaciones en este rubro.</p> <p>Reputación: Por exposición a <u>radiaciones térmicas de 1.4 a 5.0 kW/m²</u> las distancias para estas zonas las distancias alcanzan 233 m a 128 m, <u>radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² hasta 37.5 kW/m²</u> la distancia para estas radiaciones es de 81 m y 43 m.</p> <p>Por exposición sobrepresión de <u>0.5 psi</u> (zona de amortiguamiento) no se esperan consecuencias en la reputación, para la exposición por <u>ondas de sobrepresión de 1 psi</u> los radios alcanzan una distancia de 74 m, para <u>ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi</u> las distancias esperadas son de 32 m a 16 m respectivamente.</p> <p>Para este rubro las consecuencias por la reputación serían mayor, recibiendo múltiples quejas de una parte interesada, acción importante de una parte interesada y la reputación externa de la empresa es posible sufra daños; se esperarían una cobertura negativa prolongada en los medios podrías extenderse a nivel regional.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Comunicación continua con las autoridades y población. • Ejecución del procedimiento Programa de Prevención de Daños (Costa Afuera) (MEX) (ID: 1015565447). • Ejecución del procedimiento TEP-IN-GAEST-G Gestión de Amenazas Estructurales (MEX) (ID 1015563146). 	
06 GESEII N02 CMP	<p>Salud y Seguridad: Por exposición a <u>radiaciones térmicas de 5.0 kW/m²</u> (zona de alto riesgo), los radios en esta zona alcanzan una distancia de 27 m el personal operativo y/o miembros del público (terceros) puede sufrir lesiones desde quemaduras de 1er grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2do grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Dentro de la distancia del radio para la zona de alto riesgo no se encuentra personal o terceros que se pudieran ver afectados en el trazo del gasoducto, solo aquel personal que en durante se encuentre inspeccionando y realizando celaje en el derecho de vía, así como no se localizan asentamientos humanos que se pudieran ver afectados dentro de estos radios y en este segmento analizado. La exposición a <u>radiaciones térmicas de 1.4 kW/m²</u> (zona de amortiguamiento) no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día.</p> <p>Por exposición a <u>ondas de sobrepresión de 1 psi</u>, el personal tiene una probabilidad de 1% de sufrir lesiones a tímpanos y golpes serios con proyectiles la distancia del radio es de 78 m para esta zona, para <u>ondas de sobrepresión de 3 psi a 10 psi</u> las distancias esperadas son de 56 m a 48 m respectivamente, puede provocar desde la rotura de los tímpanos hasta la fatalidad por lesiones de pulmón. Por lo que el personal operativo y/o terceros que se encuentren en el derecho de vía del gasoducto realizando inspección o celaje pueden sufrir las consecuencias descritas en el caso que se encuentren en el momento del evento, no se encuentran asentamientos humanos en este segmento del gasoducto que se pudieran ver afectados.</p> <p>Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría lesiones en esta zona de amortiguamiento.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Estudio de ingeniería durante la fase de prospección (factibilidad de rutas propuestas y rutas alternativas). • Ejecución del procedimiento Programa de Prevención de Daños (Costa Afuera) (MEX) (ID: 1015565447). • Monitoreo 24/7 por capitania de puerto (API) (Coatzacoalcos). • Espesor de pared de diseño de 1.375" y cobertura recomendada en la base de diseño. • Recubrimiento de concreto. • Análisis de estabilidad hidrodinámica realizado al ducto. • Sistemas de soporte y anclaje de la tubería. • Ejecución del procedimiento TEP-IN-GAEST-G Gestión de Amenazas Estructurales (MEX) (ID 1015563146). 	Ver sección de recomendaciones de la Tabla V.3-1 de este reporte.

Tabla IV.2.1-1 Descripción de los posibles receptores de riesgo

Clave del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de seguridad y medidas preventivas	Recomendaciones para implementar
	<p>Medio Ambiente: Las afectaciones hacia el medio ambiente es de impacto menor (recuperación inmediata), un evento de alcance limitado, reversible y que probablemente no se extiende fuera de la propiedad. Las afectaciones hacia el aire son por la liberación de gas natural fuera de los límites permitidos y en caso de ocurrir la ignición la generación de gases y humos de la combustión. No se esperan afectaciones a los receptores ambientales suelo, flora y fauna.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Monitoreo de fugas a través del sistema SCADA • Ejecución del Procedimiento para detección de fugas de gas natural (ID 006043643). 	
	<p>Financiera: Por exposición a <u>radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² (zona de alto amortiguamiento)</u> a <u>5.0 kW/m² (zona de alto riesgo)</u>, los equipos no sufren daños, <u>radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² a 37.5 kW/m² (zona de daño a equipo)</u> los radios alcanzan una distancia de 16 m a 11 m respectivamente, los daños financieros equivalen de \$100 mil a \$1 millón USD.</p> <p>Los radios potenciales de afectación por el evento ondas de <u>sobrepresión de 1 psi (zona de alto riesgo)</u>, en esta zona no habría consecuencias hacia los equipos de proceso. Las ondas de <u>sobrepresión de 3 psi a 10 psi (zona de daño a equipo)</u> se tendrían a una distancia de los radios de afectación de 56 m a 48 m respectivamente, los daños esperados alcanzarían pérdidas graves \$100 mil a \$1 millón USD por la probable distorsión de las estructuras de acero y daño severo a paneles de instrumentos para esta zona de daño a equipo, en el punto del evento y dentro del derecho de vía se encuentra el gasoducto de llegada de gas hacia la Estación de Compresión Coatzacoalcos así como se contempla la pérdida de producción por la fuga y/o por el paro de la instalación por el evento.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Ejecución del procedimiento Programa de Prevención de Daños (Costa Afuera) (MEX) (ID: 1015565447). • Espesor de pared de diseño de 1.375" y cobertura recomendada en la base de diseño. • Recubrimiento de concreto. • Análisis de estabilidad hidrodinámica realizado al ducto. • Sistemas de soporte y anclaje de la tubería. • Ejecución del procedimiento TEP-IN-GAEST-G Gestión de Amenazas Estructurales (MEX) (ID 1015563146). 	
	<p>Regulación/Legal: Por exposición a <u>radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² a 5.0 kW/m²</u> las distancias para estas zonas las distancias alcanzan 51 m a 27 m respectivamente, <u>radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² y 37.5 kW/m²</u> (zona de daño a equipo) la distancia para estas zonas es de 16 m a 11 m se esperan notificación de infracción con sanción reglamentaria de alcance medio.</p> <p>Por exposición a <u>ondas de sobrepresión de 1 psi</u> los radios alcanzan una distancia de 78 m, para <u>ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi</u> las distancias esperadas son de 56 m a 48 m respectivamente. Se espera notificación de infracción con sanción reglamentaria grave, notificación de infracción con sanción reglamentaria menor.</p> <p>Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría sanciones ya que no existen afectaciones en este rubro.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Comunicación continua con las autoridades y población. • Ejecución del procedimiento Programa de Prevención de Daños (Costa Afuera) (MEX) (ID: 1015565447). • Ejecución del procedimiento TEP-IN-GAEST-G Gestión de Amenazas Estructurales (MEX) (ID 1015563146). 	
	<p>Reputación: Por exposición a <u>radiaciones térmicas de 1.4 a 5.0 kW/m²</u> las distancias para estas zonas las distancias alcanzan 51 m a 27 m, <u>radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² hasta 37.5 kW/m²</u> la distancia para estas radiaciones es de 16 m y 11 m.</p> <p>Por exposición <u>sobrepresión de 0.5 psi</u> (zona de amortiguamiento) no se esperan consecuencias en la reputación, para la exposición por <u>ondas de sobrepresión de 1 psi</u> los radios alcanzan una distancia de 78 m, para <u>ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi</u> las distancias esperadas son de 56 m a 48 m respectivamente.</p> <p>Para este rubro las consecuencias por la reputación serían mayor, recibiendo múltiples quejas de una parte interesada, acción importante de una parte interesada y la reputación externa de la empresa es posible sufra daños; se esperarían una cobertura negativa prolongada en los medios podrías extenderse a nivel regional.</p>		

Tabla IV.2.1-1 Descripción de los posibles receptores de riesgo

Clave del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de seguridad y medidas preventivas	Recomendaciones para implementar
07 GESEII N02 PC	<p>Salud y Seguridad: Por exposición a <u>radiaciones térmicas de 5.0 kW/m² (zona de alto riesgo)</u> los radios en esta zona alcanzan una distancia de 128 m el personal operativo y/o miembros del público (terceros) puede sufrir lesiones desde quemaduras de 1er grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2do grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Dentro de la distancia del radio para la zona de alto riesgo no se encuentra personal o terceros que se pudieran ver afectados en el trazo del gasoducto, se localiza asentamiento humano que se pudieran ver afectados dentro de esta zona de alto riesgo. La exposición a <u>radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² (zona de amortiguamiento)</u> no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día.</p> <p>Por exposición a <u>ondas de sobrepresión de 1 psi</u>, el personal tiene una probabilidad de 1% de sufrir lesiones a tímpanos y golpes serios con proyectiles la distancia del radio es de 73 m para esta zona, para <u>ondas de sobrepresión de 3 psi a 10 psi</u> las distancias esperadas son de 31 m a 16 m respectivamente, puede provocar desde la rotura de los tímpanos hasta la fatalidad por lesiones de pulmón. Por lo que el personal operativo y/o terceros que se encuentren en el derecho de vía del gasoducto realizando inspección o celaje pueden sufrir las consecuencias descritas en el caso que se encuentren en el momento del evento, no se encuentran asentamientos humanos en este segmento del gasoducto que se pudieran ver afectados.</p> <p>Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría lesiones, los radios para esta zona son a partir de una distancia de 73 m hasta 134 m, dentro de esta zona se encuentra asentamiento humano hacia el lado oeste del punto del evento.</p> <p>Medio Ambiente: Las afectaciones hacia el medio ambiente es de impacto limitado (recuperación de <1 año), se requiere gestión, pero no resultará en un cambio permanente de estado. Las afectaciones hacia el aire son por la liberación de gas natural fuera de los límites permitidos y en caso de ocurrir la ignición la generación de gases y humos de la combustión. No se esperan afectaciones a los receptores ambientales suelo, flora y fauna.</p> <p>Financiera: Por exposición a <u>radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² (zona de alto amortiguamiento)</u> a <u>5.0 kW/m² (zona de alto riesgo)</u>, los equipos no sufren daños, <u>radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² a 37.5 kW/m² (zona de daño a equipo)</u> los radios alcanzan una distancia de 80 m a 43 m respectivamente, los daños financieros equivalen de \$100 mil a \$1 millón USD.</p> <p>Los radios potenciales de afectación por el evento ondas de <u>sobrepresión de 1 psi (zona de alto riesgo)</u>, en esta zona no habría consecuencias hacia los equipos de proceso. Las ondas de <u>sobrepresión de 3 psi a 10 psi (zona de daño a equipo)</u> se tendrían a una distancia de los radios de afectación de 31 m a 16 m respectivamente, los daños esperados alcanzarían pérdidas graves \$100 mil a \$1 millón USD por la probable distorsión de las estructuras de acero y daño severo a paneles de instrumentos para esta zona de daño a equipo, se contempla la pérdida de producción por la fuga y/o por el paro de la EC Coatzacoalcos y DMS Dos Bocas por el evento.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Estudio de ingeniería durante la fase de prospección (factibilidad de rutas propuestas y rutas alternativas). • Ejecución del procedimiento Programa de Prevención de Daños (Costa Afuera) (MEX) (ID: 1015565447). • Monitoreo 24/7 por capitán de puerto (API) (Coatzacoalcos). • Espesor de pared de diseño de 1.375" y cobertura recomendada en la base de diseño. • Recubrimiento de concreto. • Análisis de estabilidad hidrodinámica realizado al ducto. • Sistemas de soporte y anclaje de la tubería. • Ejecución del procedimiento TEP-IN-GAEST-G Gestión de Amenazas Estructurales (MEX) (ID 1015563146). <ul style="list-style-type: none"> • Monitoreo de fugas a través del sistema SCADA • Ejecución del Procedimiento para detección de fugas de gas natural (ID 006043643). <ul style="list-style-type: none"> • Ejecución del procedimiento Programa de Prevención de Daños (Costa Afuera) (MEX) (ID: 1015565447). • Espesor de pared de diseño de 1.375" y cobertura recomendada en la base de diseño. • Recubrimiento de concreto. • Análisis de estabilidad hidrodinámica realizado al ducto. • Sistemas de soporte y anclaje de la tubería. • Ejecución del procedimiento TEP-IN-GAEST-G Gestión de Amenazas Estructurales (MEX) (ID 1015563146). 	

Tabla IV.2.1-1 Descripción de los posibles receptores de riesgo

Clave del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de seguridad y medidas preventivas	Recomendaciones para implementar
	<p>Regulación/Legal: Por exposición a <u>radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² a 5.0 kW/m²</u> las distancias para estas zonas las distancias alcanzan 232 m a 128 m respectivamente, <u>radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² y 37.5 kW/m²</u> (zona de daño a equipo) la distancia para estas zonas es de 80 m a 43 m se esperan notificación de infracción con sanción reglamentaria de alcance medio.</p> <p>Por exposición a <u>ondas de sobrepresión de 1 psi</u> los radios alcanzan una distancia de 73 m, para <u>ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi</u> las distancias esperadas son de 31 m a 16 m respectivamente. Se espera notificación de infracción con sanción reglamentaria grave, notificación de infracción con sanción reglamentaria menor.</p> <p>Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría sanciones ya que no existen afectaciones en este rubro.</p> <p>Reputación: Por exposición a <u>radiaciones térmicas de 1.4 a 5.0 kW/m²</u> las distancias para estas zonas las distancias alcanzan 232 m a 128 m, <u>radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² hasta 37.5 kW/m²</u> la distancia para estas radiaciones es de 80 m y 43 m.</p> <p>Por exposición sobrepresión de <u>0.5 psi</u> (zona de amortiguamiento) no se esperan consecuencias en la reputación, para la exposición por <u>ondas de sobrepresión de 1 psi</u> los radios alcanzan una distancia de 73 m, para <u>ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi</u> las distancias esperadas son de 310 m a 16 m respectivamente.</p> <p>Para este rubro las consecuencias por la reputación serían mayor, recibiendo múltiples quejas de una parte interesada, acción importante de una parte interesada y la reputación externa de la empresa es posible sufra daños; se esperarían una cobertura negativa prolongada en los medios podrías extenderse a nivel regional.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Comunicación continua con las autoridades y población. • Ejecución del procedimiento Programa de Prevención de Daños (Costa Afuera) (MEX) (ID: 1015565447). • Ejecución del procedimiento TEP-IN-GAEST-G Gestión de Amenazas Estructurales (MEX) (ID 1015563146). 	
08 GESEII N02 CMP	<p>Salud y Seguridad: Por exposición a <u>radiaciones térmicas de 5.0 kW/m²</u> (zona de alto riesgo), los radios en esta zona alcanzan una distancia de 25 m el personal operativo y/o miembros del público (terceros) puede sufrir lesiones desde quemaduras de 1er grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2do grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Dentro de la distancia del radio para la zona de alto riesgo no se encuentra personal o terceros que se pudieran ver afectados en el trazo del gasoducto, solo aquel personal que en durante se encuentre inspeccionando y realizando celaje en el derecho de vía, así como no se localizan asentamientos humanos que se pudieran ver afectados dentro de estos radios y en este segmento analizado. La exposición a <u>radiaciones térmicas de 1.4 kW/m²</u> (zona de amortiguamiento) no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día.</p> <p>Por exposición a <u>ondas de sobrepresión de 1 psi</u>, el personal tiene una probabilidad de 1% de sufrir lesiones a tímpanos y golpes serios con proyectiles la distancia del radio es de 77 m para esta zona, para <u>ondas de sobrepresión de 3 psi a 10 psi</u> las distancias esperadas son de 56 m a 48 m respectivamente, puede provocar desde la rotura de los tímpanos hasta la fatalidad por lesiones de pulmón. Por lo que el personal operativo y/o terceros que se encuentren en el derecho de vía del gasoducto realizando inspección o celaje pueden sufrir las consecuencias descritas en el caso que se encuentren en el momento del evento, no se encuentran asentamientos humanos en este segmento del gasoducto que se pudieran ver afectados.</p> <p>Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría lesiones en esta zona de amortiguamiento.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Estudio de ingeniería durante la fase de prospección (factibilidad de rutas propuestas y rutas alternativas). • Ejecución del procedimiento Programa de Prevención de Daños (Costa Afuera) (MEX) (ID: 1015565447). • Monitoreo 24/7 por capitania de puerto (API) (Coatzacoalcos). • Espesor de pared de diseño de 1.375" y cobertura recomendada en la base de diseño. • Recubrimiento de concreto. • Análisis de estabilidad hidrodinámica realizado al ducto. • Sistemas de soporte y anclaje de la tubería. • Ejecución del procedimiento TEP-IN-GAEST-G Gestión de Amenazas Estructurales (MEX) (ID 1015563146). 	

Tabla IV.2.1-1 Descripción de los posibles receptores de riesgo

Clave del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de seguridad y medidas preventivas	Recomendaciones para implementar
	<p>Medio Ambiente: Las afectaciones hacia el medio ambiente es de impacto limitado (recuperación de <1 año), se requiere gestión, pero no resultará en un cambio permanente de estado. Las afectaciones hacia el aire son por la liberación de gas natural fuera de los límites permitidos y en caso de ocurrir la ignición la generación de gases y humos de la combustión. No se esperan afectaciones a los receptores ambientales suelo, flora y fauna.</p> <p>Financiera: Por exposición a <u>radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² (zona de alto amortiguamiento)</u> a <u>5.0 kW/m² (zona de alto riesgo)</u>, los equipos no sufren daños, <u>radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² a 37.5 kW/m² (zona de daño a equipo)</u> los radios alcanzan una distancia de 15 m a 10 m respectivamente, los daños financieros equivalen de \$100 mil a \$1 millón USD.</p> <p>Los radios potenciales de afectación por el evento ondas de <u>sobrepresión de 1 psi (zona de alto riesgo)</u>, en esta zona no habría consecuencias hacia los equipos de proceso. Las ondas de <u>sobrepresión de 3 psi a 10 psi (zona de daño a equipo)</u> se tendrían a una distancia de los radios de afectación de 56 m a 48 m respectivamente, los daños esperados alcanzarían pérdidas graves \$100 mil a \$1 millón USD por la probable distorsión de las estructuras de acero y daño severo a paneles de instrumentos para esta zona de daño a equipo, se contempla la pérdida de producción por la fuga y/o por el paro de las instalaciones involucradas del gasoducto por el evento.</p> <p>Regulación/Legal: Por exposición a <u>radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² a 5.0 kW/m²</u> las distancias para estas zonas las distancias alcanzan 47 m a 25 m respectivamente, <u>radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² y 37.5 kW/m²</u> (zona de daño a equipo) la distancia para estas zonas es de 15 m a 10 m se esperan notificación de infracción con sanción reglamentaria de alcance medio.</p> <p>Por exposición a <u>ondas de sobrepresión de 1 psi</u> los radios alcanzan una distancia de 77 m, para <u>ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi</u> las distancias esperadas son de 56 m a 48 m respectivamente. Se espera notificación de infracción con sanción reglamentaria grave, notificación de infracción con sanción reglamentaria menor.</p> <p>Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría sanciones ya que no existen afectaciones en este rubro.</p> <p>Reputación: Por exposición a <u>radiaciones térmicas de 1.4 a 5.0 kW/m²</u> las distancias para estas zonas las distancias alcanzan 47 m a 25 m, <u>radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² hasta 37.5 kW/m²</u> la distancia para estas radiaciones es de 15 m y 10 m.</p> <p>Por exposición <u>sobrepresión de 0.5 psi</u> (zona de amortiguamiento) no se esperan consecuencias en la reputación, para la exposición por <u>ondas de sobrepresión de 1 psi</u> los radios alcanzan una distancia de 77 m, para <u>ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi</u> las distancias esperadas son de 56 m a 48 m respectivamente.</p> <p>Para este rubro las consecuencias por la reputación serían mayor, recibiendo múltiples quejas de una parte interesada, acción importante de una parte interesada y la reputación externa de la empresa es posible sufra daños; se esperarían una cobertura negativa prolongada en los medios podría extenderse a nivel regional.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Monitoreo de fugas a través del sistema SCADA • Ejecución del Procedimiento para detección de fugas de gas natural (ID 006043643). • Ejecución del procedimiento Programa de Prevención de Daños (Costa Afuera) (MEX) (ID: 1015565447). • Espesor de pared de diseño de 1.375" y cobertura recomendada en la base de diseño. • Recubrimiento de concreto. • Análisis de estabilidad hidrodinámica realizado al ducto. • Sistemas de soporte y anclaje de la tubería. • Ejecución del procedimiento TEP-IN-GAEST-G Gestión de Amenazas Estructurales (MEX) (ID 1015563146). • Comunicación continua con las autoridades y población. • Ejecución del procedimiento Programa de Prevención de Daños (Costa Afuera) (MEX) (ID: 1015565447). • Ejecución del procedimiento TEP-IN-GAEST-G Gestión de Amenazas Estructurales (MEX) (ID 1015563146). 	

IV.2.2 Interacciones de riesgo

En este apartado se identificarán escenarios que tienen el potencial de crear un efecto dominó, de acuerdo con las distancias obtenidas de los radios de afectación para las zonas de alto riesgo por daño a equipos y zona de alto riesgo. En la Tabla IV.2.2-1 se mencionan la interacción de riesgos y la descripción de los posibles receptores de riesgo.

Tabla IV.2.2-1 Interacciones de riesgos y descripción de los posibles receptores de riesgo

Clave del escenario	Equipo donde se presenta la fuga	Sustancia involucrada	Tipo de zona	Tipo de evento		Radio de afectación (m)	Equipos presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos al punto de fuga (m)	Descripción de salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
01 GESEII N01 PC	Gasoducto de 36"Ø segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino), salida costa fuera en Veracruz Norte	Gas natural	5.0 kW/m ²	Radiación Térmica	CHOF:	168.493	Ninguno	-	<ul style="list-style-type: none"> Ejecución del procedimiento Programa de Prevención de Daños (Costa Afuera) (MEX) (ID: 1015565447). Espesor de pared de diseño de 1.375" y cobertura recomendada en la base de diseño. Recubrimiento de concreto. Análisis de estabilidad hidrodinámica realizado al ducto. Sistemas de soporte y anclaje de la tubería. Ejecución del procedimiento TEP-IN-GAEST-G Gestión de Amenazas Estructurales (MEX) (ID 1015563146). 	
			1 lb/in ²	Sobrepresión	UVCE:	87.296	Ninguno	-		
			12.5 kW/m ²	Radiación Térmica	CHOF:	107.000	Ninguno	-		
			3 lb/in ²	Sobrepresión	UVCE:	37.989	Ninguno	-		
			37.5 kW/m ²	Radiación Térmica	CHOF:	57.510	Ninguno	-		
			10 lb/in ²	Sobrepresión	UVCE:	19.459	Ninguno	-		
02 GESEII N01 CMP	Gasoducto de 36"Ø segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino), salida costa fuera en Veracruz Norte	Gas natural	5.0 kW/m ²	Radiación Térmica	CHOF:	27.161	Ninguno	-	<ul style="list-style-type: none"> Ejecución del procedimiento Programa de Prevención de Daños (Costa Afuera) (MEX) (ID: 1015565447). Espesor de pared de diseño de 1.375" y cobertura recomendada en la base de diseño. Recubrimiento de concreto. Análisis de estabilidad hidrodinámica realizado al ducto. Sistemas de soporte y anclaje de la tubería. Ejecución del procedimiento TEP-IN-GAEST-G Gestión de Amenazas Estructurales (MEX) (ID 1015563146). 	
			1 lb/in ²	Sobrepresión	UVCE:	78.561	Ninguno	-		
			12.5 kW/m ²	Radiación Térmica	CHOF:	16.467	Ninguno	-		
			3 lb/in ²	Sobrepresión	UVCE:	56.528	Ninguno	-		
			37.5 kW/m ²	Radiación Térmica	CHOF:	10.777	Ninguno	-		
			10 lb/in ²	Sobrepresión	UVCE:	48.248	Ninguno	-		

Tabla IV.2.2-1 Interacciones de riesgos y descripción de los posibles receptores de riesgo

Clave del escenario	Equipo donde se presenta la fuga	Sustancia involucrada	Tipo de zona	Tipo de evento		Radio de afectación (m)	Equipos presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos al punto de fuga (m)	Descripción de salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
03 GESEII N01 PC	Gasoducto de 36"Ø segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino), llegada costa adentro en Coatzacoalcos	Gas natural	5.0 kW/m ²	Radiación Térmica	CHOF:	136.070	Ninguno	-	<ul style="list-style-type: none"> Ejecución del procedimiento Programa de Prevención de Daños (Costa Afuera) (MEX) (ID: 1015565447). Espesor de pared de diseño de 1.375" y cobertura recomendada en la base de diseño. Recubrimiento de concreto. Análisis de estabilidad hidrodinámica realizado al ducto. Sistemas de soporte y anclaje de la tubería. Ejecución del procedimiento TEP-IN-GAEST-G Gestión de Amenazas Estructurales (MEX) (ID 1015563146). 	
			1 lb/in ²	Sobrepresión	UVCE:	61.727	Ninguno	-		
			12.5 kW/m ²	Radiación Térmica	CHOF:	84.472	Ninguno	-		
			3 lb/in ²	Sobrepresión	UVCE:	27.029	Ninguno	-		
			37.5 kW/m ²	Radiación Térmica	CHOF:	46.210	Ninguno	-		
10 lb/in ²	Sobrepresión	UVCE:	13.990	Ninguno	-					
04 GESEII N01 CMP	Gasoducto de 36"Ø segmento Veracruz Norte - Coatzacoalcos (tramo 2, marino), llegada costa adentro en Coatzacoalcos	Gas natural	5.0 kW/m ²	Radiación Térmica	CHOF:	17.396	Ninguno	-	<ul style="list-style-type: none"> Ejecución del procedimiento Programa de Prevención de Daños (Costa Afuera) (MEX) (ID: 1015565447). Espesor de pared de diseño de 1.375" y cobertura recomendada en la base de diseño. Recubrimiento de concreto. Análisis de estabilidad hidrodinámica realizado al ducto. Sistemas de soporte y anclaje de la tubería. Ejecución del procedimiento TEP-IN-GAEST-G Gestión de Amenazas Estructurales (MEX) (ID 1015563146). 	
			1 lb/in ²	Sobrepresión	UVCE:	42.463	Ninguno	-		
			12.5 kW/m ²	Radiación Térmica	CHOF:	11.371	Ninguno	-		
			3 lb/in ²	Sobrepresión	UVCE:	29.628	Ninguno	-		
			37.5 kW/m ²	Radiación Térmica	CHOF:	7.890	Ninguno	-		
10 lb/in ²	Sobrepresión	UVCE:	24.805	Ninguno	-					
05 GESEII N02 PC	Gasoducto de 36"Ø segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino), salida costa fuera en Coatzacoalcos	Gas natural	5.0 kW/m ²	Radiación Térmica	CHOF:	128.316	Ninguno	-	<ul style="list-style-type: none"> Ejecución del procedimiento Programa de Prevención de Daños (Costa Afuera) (MEX) (ID: 1015565447). Espesor de pared de diseño de 1.375" y cobertura recomendada en la base de diseño. Recubrimiento de concreto. Análisis de estabilidad hidrodinámica realizado al ducto. Sistemas de soporte y anclaje de la tubería. Ejecución del procedimiento TEP-IN-GAEST-G Gestión de Amenazas Estructurales (MEX) (ID 1015563146). 	
			1 lb/in ²	Sobrepresión	UVCE:	74.035	Ninguno	-		
			12.5 kW/m ²	Radiación Térmica	CHOF:	81.421	Ninguno	-		
			3 lb/in ²	Sobrepresión	UVCE:	32.305	Ninguno	-		
			37.5 kW/m ²	Radiación Térmica	CHOF:	43.672	Ninguno	-		
10 lb/in ²	Sobrepresión	UVCE:	16.623	Ninguno	-					

Tabla IV.2.2-1 Interacciones de riesgos y descripción de los posibles receptores de riesgo

Clave del escenario	Equipo donde se presenta la fuga	Sustancia involucrada	Tipo de zona	Tipo de evento		Radio de afectación (m)	Equipos presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos al punto de fuga (m)	Descripción de salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
06 GESEII N02 CMP	Gasoducto de 36"Ø segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino), salida costa fuera en Coatzacoalcos	Gas natural	5.0 kW/m ²	Radiación Térmica	CHOF:	27.611	Ninguno	-	<ul style="list-style-type: none"> Ejecución del procedimiento Programa de Prevención de Daños (Costa Afuera) (MEX) (ID: 1015565447). Espesor de pared de diseño de 1.375" y cobertura recomendada en la base de diseño. Recubrimiento de concreto. Análisis de estabilidad hidrodinámica realizado al ducto. Sistemas de soporte y anclaje de la tubería. Ejecución del procedimiento TEP-IN-GAEST-G Gestión de Amenazas Estructurales (MEX) (ID 1015563146). 	
			1 lb/in ²	Sobrepresión	UVCE:	78.556	Ninguno	-		
			12.5 kW/m ²	Radiación Térmica	CHOF:	16.759	Ninguno	-		
			3 lb/in ²	Sobrepresión	UVCE:	56.526	Ninguno	-		
			37.5 kW/m ²	Radiación Térmica	CHOF:	11.042	Ninguno	-		
10 lb/in ²	Sobrepresión	UVCE:	48.247	Ninguno	-					
07 GESEII N02 PC	Gasoducto de 36"Ø segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino), llegada costa adentro en Dos Bocas	Gas natural	5.0 kW/m ²	Radiación Térmica	CHOF:	128.016	Ninguno	-	<ul style="list-style-type: none"> Ejecución del procedimiento Programa de Prevención de Daños (Costa Afuera) (MEX) (ID: 1015565447). Espesor de pared de diseño de 1.375" y cobertura recomendada en la base de diseño. Recubrimiento de concreto. Análisis de estabilidad hidrodinámica realizado al ducto. Sistemas de soporte y anclaje de la tubería. Ejecución del procedimiento TEP-IN-GAEST-G Gestión de Amenazas Estructurales (MEX) (ID 1015563146). 	
			1 lb/in ²	Sobrepresión	UVCE:	73.265	Ninguno	-		
			12.5 kW/m ²	Radiación Térmica	CHOF:	80.960	Ninguno	-		
			3 lb/in ²	Sobrepresión	UVCE:	31.975	Ninguno	-		
			37.5 kW/m ²	Radiación Térmica	CHOF:	43.816	Ninguno	-		
10 lb/in ²	Sobrepresión	UVCE:	16.458	Ninguno	-					
08 GESEII N02 CMP	Gasoducto de 36"Ø segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (tramo 2, marino), llegada costa adentro en Dos Bocas	Gas natural	5.0 kW/m ²	Radiación Térmica	CHOF:	25.336	Ninguno	-	<ul style="list-style-type: none"> Ejecución del procedimiento Programa de Prevención de Daños (Costa Afuera) (MEX) (ID: 1015565447). Espesor de pared de diseño de 1.375" y cobertura recomendada en la base de diseño. Recubrimiento de concreto. Análisis de estabilidad hidrodinámica realizado al ducto. Sistemas de soporte y anclaje de la tubería. Ejecución del procedimiento TEP-IN-GAEST-G Gestión de Amenazas Estructurales (MEX) (ID 1015563146). 	
			1 lb/in ²	Sobrepresión	UVCE:	77.718	Ninguno	-		
			12.5 kW/m ²	Radiación Térmica	CHOF:	15.258	Ninguno	-		
			3 lb/in ²	Sobrepresión	UVCE:	56.167	Ninguno	-		
			37.5 kW/m ²	Radiación Térmica	CHOF:	10.149	Ninguno	-		
10 lb/in ²	Sobrepresión	UVCE:	48.068	Ninguno	-					

Los efectos de incidencia de la radiación térmica y las ondas de sobrepresión hacia equipos de proceso pueden desencadenar un efecto dominó, incrementándose así, el riesgo por alcance hacia el interior o exterior de la instalación.

Un efecto dominó se puede definir²⁵ como "un conjunto correlativo de sucesos en los que las consecuencias de un accidente previo se ven incrementadas por éstos, tanto espacial como temporalmente, generando un accidente grave". Otra definición que se presenta es la siguiente²⁶: la concatenación de efectos que multiplica las consecuencias, debido a que los fenómenos peligrosos pueden afectar, además de los elementos vulnerables exteriores, otros recipientes, tuberías o equipos del mismo establecimiento o de otros establecimientos próximos, de tal manera que se produzca una nueva fuga, incendio, reventón, estallido en los mismos, que a su vez provoque nuevos fenómenos peligrosos.

- A partir de esta definición, se puede deducir lo siguiente:
- Un efecto dominó implica la existencia de un accidente "primario" que afecta a una instalación "primaria" (este accidente puede no ser un accidente grave), pero que induce uno o varios accidentes "secundarios" que afectan a una o varias instalaciones "secundarias". Este accidente o accidentes secundarios deben ser accidentes más graves y deben extender los daños del accidente "primario".
- La extensión de los daños puede ser: **espacial** (áreas no afectadas en el accidente primario, ahora resultan afectadas), como **temporal** (el accidente secundario afecta a la misma zona, pero retardado en el tiempo; en este caso las instalaciones primarias y secundarias pueden ser la misma), o ambas.

Para el desarrollo de un efecto dómينو en las instalaciones que componen el **proyecto Gasoducto Extensión Sureste "Etapa II", en etapa de diseño (ingeniería FEED)**, se tomarán los valores de 12.5 y 37.5 kW/m² para radiaciones térmicas y valores de 3 a 10 lb/in² por ondas de sobrepresión. El valor de interés de 3 lb/in² es por golpes a los equipos con objetos impulsados por la onda de choque y no por el impulso mismo hacia los equipos. Lo anterior basado en las siguientes premisas:

- De acuerdo con el ensayo de laboratorio desarrollado por TNO²⁷ se determinó que, para el acero, la intensidad de radiación crítica es de 100 kW/m² posterior a 20 minutos de incidencia, los efectos de la incidencia de radiación térmica sobre equipos de proceso fabricados de acero al carbón dependen de si hay combustible o no en el equipo, la naturaleza y la duración de la exposición (ver Figura IV.2.2-1). Según Loss²⁸ se tiene como valor de intensidad de radiación crítica a equipos de proceso el de 37.5 kW/m². El documento NTP 326²⁹ maneja en base a investigación propia, un valor máximo de radiación tolerable para acero de 40 kW/m². Como se puede notar no hay evidencia que se presente fragilización o daño crítico sobre equipos de proceso a una incidencia de radiación térmica de 5 kW/m².

²⁵ Domino effects phenomena: definition, overview and classification. C. Delvosalle. First European Symp. On Domino Effects, Leuven, Belgica. Septiembre, 1996.

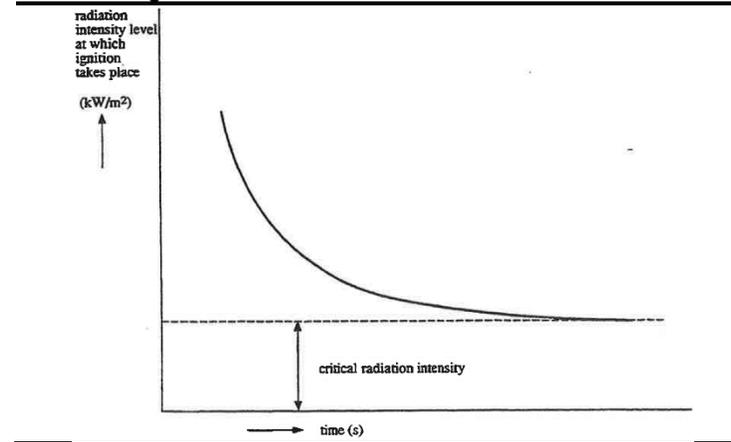
²⁶ Real Decreto 1254/99.

²⁷ "Methods for the determination of posible damage to people and objects resulting form reléase of hazardous materials" (Green Book), first Edition 1992.

²⁸ Loss Prevention in the Process Industries volumen 2, Second Edition 1996.

²⁹ Radiación térmica en incendios de líquidos y gases, Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo – Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales, España.

Figura IV.2.2-1 Intensidad de radiación crítica



- Sobre los efectos de las ondas de choque por eventos de sobrepresión (explosiones) en equipos de proceso, el lineamiento de análisis de consecuencias del CCPS³⁰ hace mención que para recipientes como filtros se necesita una onda de 9.5 psi para arrancarlo de sus cimientos, recipientes a presión horizontales se necesita una onda de 6 psi para moverlo y para recipientes a presión verticales se necesita una onda de 12 psi para moverlo.

Derivado del análisis realizado en la Tabla IV.2.2-1 de interacciones de riesgo, considerando los criterios antes mencionados, se observa que los escenarios evaluados (casos más probables) no causan afectaciones a equipos de proceso ni otras instalaciones industriales, motivo por el cual **no se considera desarrollar el análisis de efecto dominó al Proyecto Gasoducto Extensión Sureste "Etapa II", en etapa de diseño (ingeniería FEED).**

³⁰ Guidelines for Consequence Analysis of Chemical Releases, AIChE – CCPS, 1999.

IV.3 Afectaciones sobre la integridad funcional de los ecosistemas

Para el **proyecto Gasoducto Extensión Sureste "Etapa I"** el material manejado es el gas natural, así que las únicas sustancias que serán manejadas son para el mantenimiento de la instalación, no se registran residuos tóxicos.

Dada la naturaleza del proyecto, la cual trata del emplazamiento de un ducto para el transporte de gas natural en el fondo del medio marino, no tendrá afectaciones al ambiente durante su operación y mantenimiento, así como tampoco durante la preparación del sitio, ya que solo considera el ahuyentamiento de fauna marina, por lo que las afectaciones se presentarán solo en la etapa de construcción, donde se requerirán realizar diversas actividades para la instalación del ducto.

En la selección de las ubicaciones del proyecto se tuvieron en cuenta criterios medioambientales, con la finalidad de que no se vean afectados por la construcción y explotación del gasoducto, espacios naturales protegidos, zonas de especial protección para las aves o fauna marina que pudiese encontrarse a lo largo de la ubicación del proyecto.

La construcción y operación del proyecto puede incidir de diversas formas sobre el área del proyecto, los impactos pueden ser el depósito de sedimentos, la contaminación por materiales tóxicos, entre otros.

La mayoría de los impactos ambientales adversos a consecuencia del Proyecto, serán ocasionados durante la instalación del ducto (apertura de zanja y tendido de tubería), y serán no significativos e irrelevantes; no obstante, se implementarán programas y medidas adicionales tendientes a prevenir, mitigar o monitorear dichos impactos, con el fin de evitar afectaciones permanentes y/o irreversible en los componentes del SAR.

Las emisiones de gases de combustión hacia el ambiente ocasionados por la operación de motores durante la instalación del ducto, producirá inevitablemente una modificación en la calidad atmosférica; sin embargo, aun cuando no se pueden evitar las emisiones causadas por las embarcaciones y equipos de combustión interna, se proponen las siguientes medidas para minimizar la cantidad emisiones de gases de combustión hacia la atmósfera:

- Verificar diariamente, antes de su operación, el correcto funcionamiento de las embarcaciones y equipo de combustión interna.
- Previo ingreso al área del proyecto, las embarcaciones contarán con una revisión técnica que avale su buen funcionamiento.
- Sustituir las embarcaciones que, de acuerdo a la revisión diaria y el mantenimiento preventivo, generen emisiones de gases de combustión fuera de la normatividad aplicable.
- Realizar un mantenimiento preventivo periódico a las embarcaciones y equipo de combustión interna.

Las emisiones de ruido hacia el ambiente ocasionadas por la operación de motores, durante la instalación del ducto, producirán una modificación temporal del confort sonoro; sin embargo, aun cuando no se pueden evitar las emisiones de ruido, se proponen las siguientes medidas para minimizar el ruido al ambiente

Resulta complejo establecer cuál podría ser el grupo vegetal y/o faunístico vulnerable ante la ocurrencia de alguno de los eventos de riesgo evaluado en el Análisis de Riesgo. No obstante, la fauna podría verse afectada por una eventual quemadura y por exposición a las radiaciones térmicas que pudiera sufrir algún organismo como consecuencia de fuego.

Las modificaciones al paisaje o impactos a la calidad del paisaje son unos de los impactos más evidentes ante la ocurrencia de alguno de los eventos de riesgo evaluados, el paisaje actual se vería afectado visualmente tan solo por la consecuencia de incendio y/o explosión.

Finalmente, como resultado de las anteriores conclusiones es posible mencionar que el Proyecto no generará desequilibrios ecológicos superiores a los que actualmente prevalecen en el área, afectaciones a los ecosistemas diferentes a los que existen en el área, alteración de la capacidad de carga del ecosistema y alteración de la integridad funcional del ecosistema, diferentes a los ya existentes.

V. Determinación de medidas de reducción de riesgos adicionales para escenarios de riesgo

V.1 Análisis capas de protección (LOPA)

El **proyecto Gasoducto Extensión Sureste “Etapa II”**, correspondiente a los segmentos marinos, se encuentra en etapa de diseño (ingeniería FEED), por lo que la ingeniería seguirá sufriendo cambios conforme a las revisiones de esta. Aunado a lo anterior, como resultado del análisis cualitativo y cuantitativo de riesgos del proyecto, no se identificaron escenarios en las zonas de riesgo alto (A) o de riesgo extremo (E), por lo tanto, no es requerido desarrollar un análisis de capas de protección (LOPA).

De acuerdo con la clasificación de AIChE³¹, ver Figura V.1-1, el **proyecto Gasoducto Extensión Sureste “Etapa II”** deberá continuar con el desarrollo de las capas independientes de protección, en sus siguientes etapas de vida.

³¹ Layer of Protection Analysis, Simplified Process Risk Assessment, CCPS-AIChE, 2001.

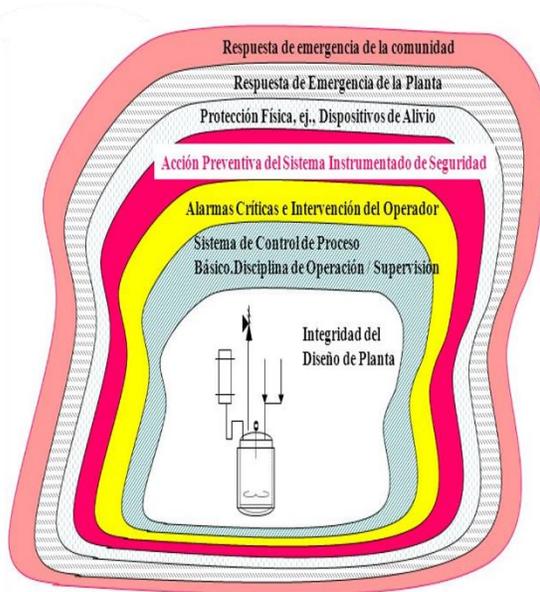


Figura V.1-1 Representación de Barreras de protección conforme a AIChE.

1. **Diseño (process design).**
2. **Sistema de control básico de proceso (basic process control systems).**
3. **Alarmas críticas (critical alarms and human intervention).**
4. **Funciones instrumentadas de seguridad (safety instrumented function).**
5. **Protección física (physical protection).**
6. **Plan de respuesta a la emergencia (plant emergency response). Plan de emergencia a la comunidad (community emergency response).**

Cabe mencionar, que la ingeniería FEED de la Etapa II del proyecto está relacionada con las instalaciones y segmentos terrestres del gasoducto (Etapa I), en las cuales ya se están considerando las primeras 5 (cinco) barreras de protección que se muestran en la Figura V.1-1, mismas que protegen a los segmentos marinos, como parte del mismo sistema de transporte.

V.2 Nivel integral de seguridad (SIL)

El **proyecto Gasoducto Extensión Sureste “Etapa II”**, se encuentra en etapa de diseño (ingeniería FEED), por lo que la ingeniería seguirá sufriendo cambios conforme a las revisiones de esta, que permitirán un análisis más detallado de los escenarios de riesgo y de las barreras asociadas a estas. Aunado a lo anterior, como resultado del análisis cualitativo y cuantitativo de riesgos no se identificaron escenarios en las zonas de riesgo alto (A) o de riesgo extremo (E), que indiquen que se requiera la implementación de nuevas funciones instrumentadas de seguridad (FIS) para el proyecto, a las ya previstas, por lo que no es necesaria la determinación del nivel de integridad de seguridad (SIL).

V.3 Recomendaciones técnico-operativas

De acuerdo con la percepción y experiencia del grupo que participó en la identificación de peligros, existen ciertas acciones o medidas que deben ser tomadas en cuenta para reducir el nivel de riesgo de los activos de la instalación, incrementar la seguridad, disponibilidad y funcionalidad del sistema, así como llevar al mínimo el riesgo residual. Como premisa para la emisión de recomendaciones en los alcances de esta identificación de peligros y jerarquización de riesgos no serán emitidas recomendaciones derivadas de estudios previos y que aún se encuentren en fase de implementación, con el objeto de evitar su duplicidad y posibles confusiones al sistema de administración (SASISOPA).

Como parte de lo anterior y con el objetivo de mantener el grado de riesgo en niveles de aceptabilidad, para el **proyecto Gasoducto Extensión Sureste “Etapa II”**, en etapa de diseño (ingeniería FEED), es necesario el llevar a cabo la aplicación de recomendaciones y con esto poder administrar el nivel de riesgo identificado, mismas que se enuncian en la Tabla V.3-1 a continuación:

Tabla V.3-1 Recomendaciones técnicas-operativas

Núm.	Código	Descripción	Identificación del nodo	Elemento del SASISOPA	Escenario de Riesgo		Responsable	MR
					Núm.	Descripción		
01	GESEII-ER-001-2022	Proveer de redundancia para la alarma, el control de temperatura y las funciones de paro de emergencia, en la CS Veracruz Norte.	Nodo 01	---	01.6.1.2 ¿Qué pasa sí...?	Alta temperatura en el gasoducto (Alta temperatura proveniente, de los enfriadores, de la CS Veracruz Norte.)	Pendiente de definir por el Cliente	14
02	GESEII-ER-002-2022	Dar seguimiento de la actualización de las cartas náuticas, para que muestren la ruta del Gasoducto Extensión Sureste (Etapa II).	Nodo 01	---	01.10.1.1 ¿Qué pasa sí...?	interferencia por pesca en el gasoducto (Zonas de pesca en la trayectoria del gasoducto).	Pendiente de definir por el Cliente	16

* La estructura del código de las recomendaciones es: (Clave del Centro de Trabajo)-(Clave del Tipo de Estudio)-(Número de la recomendación)-(Año del Estudio).

MR: Magnitud de Riesgos.

V.4 Sistemas de seguridad y medidas para administrar los escenarios de riesgo

Revestimientos de juntas de campo y tuberías de conducción

Recubrimiento anticorrosivo externo

El revestimiento externo contra la corrosión para la tubería de línea consta de epoxi Fusion Bond (FBE) para protección anticorrosión. El revestimiento externo contra la corrosión es un sistema de dos capas que consiste en Fusion Bond Epoxy (FBE) para la protección anticorrosión con una capa rugosa (antideslizante) FBE.

Además de su historial probado, FBE tiene buena flexibilidad, excelente resistencia al desprendimiento catódico y funciona bien hasta 90 °C (194 °F) en condiciones húmedas.

Las juntas de campo se recubrirán con un revestimiento para juntas de campo FBE y no se rellenarán con espuma de alta densidad de fraguado rápido durante la instalación. Esto se confirmará en fases futuras según la preferencia del contratista de la instalación.

Revestimiento de peso de hormigón

Se aplicará un revestimiento de peso de concreto (CWC) para fines de estabilidad en el fondo de la tubería. El revestimiento de peso de hormigón también brinda protección contra daños mecánicos, como anclajes y flujo de marea, y protege el revestimiento contra la corrosión.

La densidad de recubrimiento de peso de concreto de 3044 kg/m³ (190 pcf) se utilizará para el diseño de la tubería. Se asumió una reducción del peso del revestimiento de hormigón de 0,36 m (+/-) 0,025 m (14 pulgadas (+/-) 1 pulgada). Esta longitud reducida se confirmará durante las fases futuras con el aporte del contratista de instalación elegido.

Recubrimiento Interno

Se aplicará a la tubería de conducción un revestimiento de flujo interno que consiste en epoxi líquido. Los análisis de garantía de flujo se completarán para determinar si se necesita un revestimiento de flujo interno para ayudar a lograr los requisitos de garantía de flujo del proyecto. El revestimiento interno no se considera un contribuyente a la protección contra la corrosión interna.

Protección catódica

Además del revestimiento anticorrosión externo, se proporciona protección anticorrosiva secundaria para el sistema de tuberías por medio de protección catódica. La tubería estará protegida por ánodos de sacrificio tipo pulsera de Al-Zn-In. El diseño del ánodo se basará principalmente en DNVGL-RP-F103 2019.

Se requerirá aislamiento o aislamiento eléctrico entre el sistema de tuberías y cualquier empalme y/u otras instalaciones adyacentes. Se supone que esta junta de aislamiento se ubicará donde se encuentra la ruptura del alcance en tierra y en alta mar en cada cruce costero. El diseño del CP de la tubería que cruza la costa deberá tener en cuenta que se encuentra dentro de una tubería de revestimiento instalada directamente en la tubería. Los diseños de juntas de aislamiento de tuberías en alta mar y cruces costeros están fuera del alcance del sistema de tuberías en alta mar y de esta DBO.

V.5 Medidas preventivas

Para el **proyecto de Gasoducto Extensión Sureste “Etapa II”**, el cual se encuentra en etapa de diseño (ingeniería FEED), para lo cual está siendo diseñada utilizando las normas, códigos, estándares aplicables en el año de su diseño con el objetivo de garantizar la seguridad de las operaciones y de los receptores de riesgo.

Aunado con el cumplimiento de la normatividad para el tipo de proyecto, TGNH cuenta con procedimientos de operación, procedimientos y programas de mantenimiento, programa de capacitación, programa de simulacros, etc.; los cuales son cada vez más vitales para lograr un alto grado de seguridad y así evitar, mitigar y fortalecer las capacidades de seguridad ya existentes.

Por otro lado, en el manifiesto de impacto ambiental se propone preventivas, de mitigación y/o compensaciones propuestas en el proyecto misma que se enlistan en la **Tabla V.5-1**.

Tabla V.5-1 Medidas preventivas, de mitigación y/o compensaciones propuestas para el proyecto

Componente	Factor ambiental	Impacto ambiental	Medida propuesta	Programa o medida adicional
Columna de agua marina	Calidad	Modificación de la columna de agua marina	Incorporación de válvula verde en las embarcaciones.	Programa de Monitoreo Marino
			*Muestreos de parámetros básicos de calidad de agua durante la instalación del ducto, hasta la dispersión del impacto.	
			Mantenimiento preventivo de embarcaciones y equipos de combustión interna.	Medidas adicionales para evitar la contaminación por hidrocarburos
			Uso de equipo y aplicación de protocolo para atención a derrames accidentales de hidrocarburos.	
			Sustitución de embarcaciones y equipo de combustión interna con frecuentes fallas mecánicas que puedan generar fugas de hidrocarburos.	
			Capacitación al personal para la oportuna atención a derrames accidentales de hidrocarburos.	
Aire	Calidad	Modificación de la calidad del aire.	Verificar diariamente, previo a su funcionamiento, el correcto funcionamiento de los motores de las embarcaciones.	Medidas adicionales para minimizar la emisión de gases de combustión.
			Sustitución de embarcaciones con emisiones fuera de norma.	
			Mantenimientos preventivos periódicos a embarcaciones y equipo de combustión interna.	
	Confort sonoro	Modificación del confort sonoro	Mantenimientos preventivos periódicos a embarcaciones y equipo de combustión interna.	Medidas adicionales para minimizar la emisión de ruido.
			Prohibición de fuentes innecesarias de ruido.	

Tabla V.5-1 Medidas preventivas, de mitigación y/o compensaciones propuestas para el proyecto

Componente	Factor ambiental	Impacto ambiental	Medida propuesta	Programa o medida adicional
Fauna marina	Hábitat	Modificación del hábitat de bentos	Vertimiento de sedimentos en el fondo marino a través de la válvula verde y solo en polígonos autorizados.	Programa de Monitoreo Marino
	Biodiversidad	Afectación a individuos acuáticos (necton)	Ahuyentamiento de fauna marina previo a la instalación del ducto.	Programa de Protección de Fauna Marina.
			Vertimiento de sedimentos en el fondo marino a través de la válvula verde y solo en polígonos autorizados.	
			Avistamientos y ahuyentamiento de fauna marina (mamíferos marinos y tortugas) mediante especialistas a bordo de embarcaciones (aplicación de protocolos).	
			Establecimiento de horarios de construcción cerca de la costa.	
			Aplicación de buenas prácticas de iluminación.	
			Establecimiento de zonas de baja velocidad o motor neutro para embarcaciones.	
			Colocación de cadenas cosquilleras en los tubos de las embarcaciones para ahuyentar a las tortugas.	
			Capacitación al personal para la protección de la fauna marina.	
	Afectación a individuos (bentos)	* Monitoreo de colonización en las zonas del enrocamiento del ducto, por tres años por lo menos.	Programa de Monitoreo Marino	
*Monitoreo de composición biótica en el área del proyecto, durante dos temporadas al año (lluvias y secas o estiaje).				

De igual forma se han propuesto acciones adicionales, de tal forma que se documente la continuidad de éstas y su confirmación. Debido a que la mayoría de los impactos ambientales adversos serán ocasionados durante la instalación del ducto (apertura de zanja y tendido de tubería), y serán no significativos e irrelevantes; no obstante, se implementarán programas y medidas adicionales tendientes a prevenir, mitigar o monitorear dichos impactos, con el fin de evitar afectaciones permanentes y/o irreversible en los componentes del SAR:

Tabla V.5-1 Medidas adicionales

Aspecto	Medida de mitigación	Área de aplicación
Contaminación por hidrocarburos	<ul style="list-style-type: none"> • Quedará prohibido realizar mantenimientos preventivos o correctivos de embarcaciones y equipo de combustión interna en el área marina. Dichas acciones se realizarán en talleres especializados en área terrestre. • Sustitución de embarcaciones, y equipo de combustión interna, que requieran mantenimientos correctivos constantemente por fallas mecánicas que impliquen fugas de hidrocarburos. • Realizar el mantenimiento preventivo y periódico de las embarcaciones y equipos de combustión interna. • Capacitación para el personal que labore en el proyecto para implementar, de forma oportuna, el “Protocolo de acción para la prevención y control de fugas y derrames de hidrocarburos” ante eventuales fallas mecánicas de equipo de combustión interna o embarcaciones, y que se describe a continuación. 	Gasoducto Extensión Sureste “Etapa II”
Emisiones de gases de combustión	<ul style="list-style-type: none"> • Verificar diariamente, antes de su operación, el correcto funcionamiento de las embarcaciones y equipo de combustión interna. • Previo ingreso al área del proyecto, las embarcaciones contarán con una revisión técnica que avale su buen funcionamiento. • Sustituir las embarcaciones que, de acuerdo a la revisión diaria y el mantenimiento preventivo, generen emisiones de gases de combustión fuera de la normatividad aplicable. • Realizar un mantenimiento preventivo periódico a las embarcaciones y equipo de combustión interna. 	
Emisión de ruido	<ul style="list-style-type: none"> • Las sirenas y alarmas serán utilizadas por las embarcaciones en casos de emergencia y durante el movimiento de anclaje, con el fin preventivo y de seguridad del personal de acuerdo con el protocolo de seguridad de la promotora, evitando fuentes de ruido innecesarias. • Se realizará un mantenimiento preventivo periódico a las embarcaciones y equipo de combustión interna, a fin de garantizar su buen estado y reducir las emisiones de ruido. 	

Tabla V.5-1 Medidas adicionales

Aspecto	Medida de mitigación	Área de aplicación
Manejo de otros residuos	<ul style="list-style-type: none">Las actividades para la instalación del ducto se realizarán a través de prestadores de servicios a cargo de las embarcaciones, los cuales, en todo momento, deberán observar las reglas establecidas en el Convenio MARPOL, por lo que al operar sus embarcaciones se harán cargo de los residuos sólidos urbanos, de manejo especial y aguas residuales generadas durante su operación.Los residuos serán almacenados temporalmente en las instalaciones de los buques donde se garantizará su retención a bordo, para su posterior disposición en instalaciones específicas de recepción, previa autorización.	

Las medidas propuestas en la MIA-R del proyecto cumple con lo establecido en el artículo 30 de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, el cual establece que para obtener la autorización en materia de impacto ambiental es necesario que la promovente presente “las medidas preventivas, de mitigación y demás necesarias para evitar y reducir al mínimo los efectos negativos sobre el ambiente”.

VI. Resumen

VI.1 Conclusiones

Para contar con una administración de riesgos acorde con la etapa del ciclo de vida, TC Energía requirió el servicio de Identificación de Peligros y Jerarquización de Riesgos, a DNV Energy Systems México, para el **proyecto Gasoducto Extensión Sureste “Etapa II”**, en etapa de diseño (ingeniería FEED), en apego a la guía para estudios de riesgo (modalidad análisis de riesgo) de la SEMARNAT y tomando como referencia la “Guía para elaboración del análisis de riesgo para el sector hidrocarburos de ASEA” del 2020.

Para conocer de manera generalizada los peligros que pudieran presentarse en el sistema de transporte, DNV Energy Systems México realizó una revisión exhaustiva del proceso que se lleva a cabo, por lo que requirió la información de la ingeniería FEED de los sistemas, tales como, DTI’s, DFP, Filosofía de operación, bases de diseño, hojas de equipos y especificaciones entre otras.

Como parte fundamental en la concepción del análisis, este estudio de riesgos partió de que el diseño de una instalación nunca puede ser absolutamente seguro; pese a tener la mejor tecnología existente. La complejidad de las operaciones, las condiciones de trabajo y el siempre posible acontecimiento de un fallo no previsto (errores humanos y y/o sistemas automáticos de control) son factores que hacen de la correcta operación un factor tan importante como el diseño inicial.

Derivado de lo anterior expuesto, DNV Energy Systems México identificó los riesgos potenciales de seguridad y ambientales, así como los problemas de operabilidad más importantes, documentando los eventos iniciadores y las barreras/salvaguardas asociadas. A continuación, se mencionan las conclusiones derivadas del Estudio de Riesgos, modalidad análisis de riesgos, para el **proyecto Gasoducto Extensión Sureste “Etapa II”**, en etapa de diseño (ingeniería FEED):

- ✔ El análisis histórico de incidentes y/o accidentes recogidos sobre accidentes en instalaciones que transportan y procesan gas natural entre los años 1980 al 2002 dio como resultado que los accidentes han disminuido con el pasar de los años principalmente por la consciencia de los desarrolladores de ingeniería para este tipo de instalaciones industriales y por las lecciones aprendidas de accidentes pasados. Sin embargo, el análisis señala que las fugas de gas natural son muy peligrosas al perderse la contención, derivando principalmente en radiaciones térmicas que han causado la muerte de personas y otras más con lesiones permanentes. En México se tiene registro de 6 accidentes con tuberías de transporte y estaciones de medición relacionados por tomas clandestinas, sin embargo, éstas se ha presentado en las secciones terrestres del sistema de transporte.

Durante los últimos años los sistemas de transporte manejado por TC Energía han sufrido incidentes y accidentes, mismos que han sido reportados a la autoridad competente de acuerdo con el año en que sucede. En el caso del sistema de transporte, con un gasoducto marino como parte de este, se han presentado un total de 4 incidentes, de los cuales, en ninguno se involucran fuga y/o explosión debido a la liberación de gas natural en el segmento marino del gasoducto. De acuerdo con la condición que generaron los eventos, se puede definir que el 75% fueron generados por fallos de equipos y/o sistemas y el 25% por falta de

medidas preventivas durante el desarrollo de actividades. De los eventos reportados, se observan que el 75% de los eventos se suscitaron dentro de estaciones de compresión y un evento se presentó en una embarcación. Cabe mencionar que en todos los eventos se tomaron las medidas de mitigación necesarias para dar atención a las afectaciones que causaron.

- ✔ El riesgo inherente, es decir, el riesgo específico o intrínseco del proceso, para el proyecto Gasoducto Extensión Sureste “Etapa II”, hacia los receptores de riesgo es alto. Esto obedece por actividades donde se trabaja con altas presiones y altos flujos. Con la aplicación de la técnica cualitativa de ¿Qué pasa sí...? se lograron identificar cuáles de los 63 escenarios son a los que se debe poner mayor atención. Los escenarios más peligrosos dentro del sistema de transporte son por afectaciones de terceras partes y fenómenos naturales, además se resalta la importancia, de comenzar a considerar para las siguientes etapas del proyecto las medidas preventivas y de mitigación para eventos no deseados, como son el mantenimiento predictivo/preventivo en el gasoducto y las medidas de atención a emergencias, entre otras.
- ✔ La evaluación cualitativa a través de matrices de riesgos se fundamentó con la ocurrencia de eventos reportados en el análisis histórico de incidentes y accidentes; así como las medidas, equipos, dispositivos y sistemas de seguridad, para la prevención, control y atención de posibles eventos extraordinarios como protecciones. Lo que quiere decir, una estimación conservadora (resultados a favor de la seguridad).

La distribución de los escenarios evaluados para el proyecto Gasoducto Extensión Sureste “Etapa II” son: el 79.4% de los escenarios se encuentran en la zona de riesgo bajo (B) y el 20.6% restante no tuvo clasificación de riesgo por tratarse de escenarios no creíbles, sin consecuencias de interés a la seguridad del sistema y/o están referenciados a otros escenarios evaluados. Este resultado determina que, el sistema presenta niveles de riesgo bajo tomando en cuenta las salvaguardas o barreras consideradas para la etapa de diseño; no obstante, existe la posibilidad de que en algunas operaciones en las que desviaciones al proceso y/o tareas rutinarias y no rutinarias podrían desencadenar consecuencias desfavorables tanto para el gasoducto como para el medio ambiente y las personas.

- ✔ La ingeniería del proyecto Gasoducto Extensión Sureste “Etapa II”, seguirá sufriendo cambios conforme a las revisiones de esta, ya que se encuentra en etapa de diseño (ingeniería FEED). Así mismo, los resultados del análisis cualitativo y cuantitativo de riesgos del proyecto no señalan escenarios en las zonas de riesgo alto (A) o de riesgo extremo (E), por lo que, no es requerido desarrollar un análisis de capas de protección (LOPA).
- ✔ De igual manera, de acuerdo con el desarrollo y resultados obtenidos en el análisis cualitativo y cuantitativo de riesgos, del proyecto Gasoducto Extensión Sureste “Etapa II”, no se requiere la implementación de nuevas funciones instrumentadas de seguridad (FIS) para el proyecto, a las ya previstas, por lo que no es necesaria la determinación del nivel de integridad de seguridad (SIL).
- ✔ De acuerdo con los resultados de la modelación de escenarios hipotéticos de fuga y ruptura, en las áreas costeras, se pudo observar que tan graves podrían ser los daños si la liberación del gas natural encuentra una fuente de ignición. Del total de escenarios, los escenarios con

el mayor radio de afectación son aquellos relacionados con las rupturas totales, de la línea de 36" \varnothing : "01 GESEII N01 PC Gasoducto de 36" \varnothing segmento Veracruz Norte – Coatzacoalcos (salida costa fuera en Veracruz Norte) y el del escenario 05 GESEII N02 PC Gasoducto de 36" \varnothing segmento Coatzacoalcos - Dos Bocas (salida costa fuera en Coatzacoalcos)". Para estos escenarios se presentaron los eventos de radiación térmica y sobrepresión, para los cuales existe la posibilidad de daños financieros, relacionados con el paro de las actividades, la quema o fuga del gas natural y costos de reparación posteriores al evento; posibles daños al personal, en caso que se encuentren realizando actividades en el ducto; así mismo, el medio ambiente podría verse afectado, de manera temporal, por la liberación de gas natural, o bien, en caso de que el gas natural liberado, encuentre una fuente de ignición, las afectaciones ambientales aumentarían, debido a los gases de combustión del incendio.

Es importante señalar, la frecuencia de ocurrencia de los eventos de chorro de fuego y explosión de una nube de vapor no confinada, para los escenarios hipotéticos 01 GESEII N01 PC y 05 GESEII N02 PC tiene una frecuencia de ocurrencia para un chorro de fuego (jet fire) controlado de 2.43E-06 eventos/año y de 4E-05 evento/año sin control, el evento de explosión tardía tiene un valor de frecuencia de ocurrencia de 1.97E-06 evento/año (con controles) y de 7.68E-05 eventos/año (sin controles). Lo anterior, con base en los resultados de los árboles de eventos elaborados para los escenarios del análisis de consecuencias y considerando las categorías de frecuencia de la matriz de riesgo utilizada en el presente análisis de riesgo.

Es importante mencionar que las interacciones hipotéticas anteriores solo se presentarían en las peores condiciones atmosféricas (1.5 m/s y estabilidad F) por lo que dichos resultados representan las peores condiciones posibles. En la práctica, las medidas de seguridad tanto de diseño como de operación y los planes, programas y procedimientos con que cuenta la instalación hacen que dichos escenarios sean muy poco probables y que sus posibles consecuencias se reduzcan considerablemente.

- ✓ Del análisis realizado de las interacciones de riesgo, se observó que los escenarios evaluados no afectan a otros ductos, ni otras instalaciones industriales. Sin embargo, siempre existe la posibilidad de un efecto dominó en instalaciones donde se manejan materiales peligrosos, en este caso el manejo de gas natural.

Basados en los comentarios anteriores, se puede señalar que el **proyecto Gasoducto Extensión Sureste "Etapa II"**, en etapa de diseño (ingeniería FEED), reúne los requerimientos normativos de diseño y de seguridad; por lo que, la ingeniería propuesta para el proyecto se considera técnicamente correcta y el impacto ambiental será mínimo durante las siguientes etapas (construcción, pre-arranque y operación), siempre y cuando se apliquen las medidas preventivas en cada etapa.

Los escenarios peligrosos identificados y evaluados, en función de las recomendaciones emitidas y del seguimiento en este análisis de riesgos se llevaran a un nivel de aceptabilidad, por lo que se puntualiza que para que el presente Estudio de Riesgo (modalidad análisis de riesgo) sea efectivo, deberán de aplicarse las recomendaciones establecidas para su integración a la futuras etapas del sistema de transporte con la finalidad de mantener la seguridad en el proceso, y establecer con ello un nivel de riesgo tolerable para los receptores de riesgo.

VI.2 Situación general del proyecto en materia de impacto ambiental

El **proyecto Gasoducto Extensión Sureste "Etapa II"** se ubicará en el Golfo de México, entre los estados de Veracruz y Tabasco; sin embargo, el proyecto estará interconectado con obras en el área terrestre (Etapa I proyecto ESE): CS/RMS Veracruz Norte y CS Coatzacoalcos en los municipios de Tuxpán y Coatzacoalcos, estado Veracruz y en el municipio de Paraíso (Dos Bocas), estado de Tabasco, respectivamente.

A nivel del área de referencia (Golfo de México), existe un deterioro ambiental que se manifiesta en problemas de contaminación provocada por las descargas de aguas servidas provenientes de la zona continental y que son vertidas sin tratamiento previo, por lo que generan nutrientes (nitrogenados, fosforados y compuestos solubles de silicio), así como micro-contaminantes y microorganismos patógenos, derivado de esto hay un manejo incorrecto de los residuos industriales, peligrosos y los sólidos urbanos. Conforme a estudios previos que se han realizado en el Golfo de México, área de referencia donde incidirá el proyecto, presenta niveles de contaminación procedentes del medio terrestre hacia las zonas costeras, con valores superiores a los 4 millones de toneladas anuales. Referente al derrame de petróleo, en el norte del Golfo de México, el 20 de abril del 2010, inició el derrame marino accidental más grande de la historia de la explotación petrolera, lo cual ocurrió en manos de propiedad de la compañía Transocean y operada por British Petroleum (BP). Durante tres meses, se vertieron cerca de 800 mil toneladas (casi 5 millones de barriles) de petróleo del pozo Macondo.

Entre las principales cargas contaminantes de origen industrial hacia el medio marino se identificaron aquellas procedentes de refinerías de petróleo, fábricas de azúcar de caña y alimentos, destilerías de alcohol, cervecerías, papeleras y las industrias químicas (orgánica e inorgánica). Las refinerías de petróleo contribuyen con el 70% del total de las cargas industriales de DBO5, y con el 80% de las cargas contaminantes de petróleo. La eutrofización costera, producto de los vertimientos de aguas servidas, constituye un problema regional particularmente agudo en zonas cercanas a los grandes centros urbanos.

Adicional a lo anterior, se estima que más de mil millones de toneladas por año de material particulado es depositado en la zona marina del GM, donde incidirá el proyecto. Las cargas fluviales, disueltas y suspendidas, se han incrementado en más del doble en los últimos años debido a las actividades humanas. Valores excepcionalmente altos de sólidos totales son observados en el Golfo de México.

En el caso del SAR, se ve influido por todas las actividades antrópicas antes señaladas y por las descargas y desechos que implican el desarrollo de estas actividades. En cuanto al funcionamiento hidrodinámico del SAR, depende principalmente de las condiciones atmosféricas inducidas por el viento, el cual determina la dirección y tipo de corrientes, y se define en dos estaciones bien marcadas que son primavera-verano y otoño-invierno.

En la temporada de otoño e invierno la mayor probabilidad de ocurrencia de las corrientes a lo largo de las costas de Tamaulipas y Veracruz son hacia el sur, mientras que en los estados de Campeche y Yucatán van predominantemente en sentido inverso, convergiendo en el sur del Golfo de México lo que genera flujos perpendiculares a la costa. Durante la primavera y verano, los vientos en la zona de la plataforma de Tamaulipas y Veracruz tienen una dirección dominante hacia el norte, orientando las corrientes en esa misma dirección.

En cuanto a la magnitud de la velocidad de las corrientes, de acuerdo con los resultados de las simulaciones, mostraron que la magnitud de la corriente disminuye gradualmente en el SAR, de norte a sur, con valores máximos en superficie de 0.7 m/s en el norte y 0.45 m/s, en el sur. Lo mismo sucede en el fondo de la columna del agua.

En relación al desarrollo del proyecto, incidirá sobre la plataforma continental, cuyos sedimentos predominantes a lo largo del SAR son los limos, seguidos de las arenas. En cuanto a la distribución de textura de los sedimentos existe un predominio de limos muy gruesos a lo largo de la zona costera del estado de Veracruz a, distribuyéndose al sureste del estado y frente a la desembocadura del río Grijalva, en Tabasco.

Referente al tamaño de los sedimentos depositados en la plataforma continental del Golfo de México son de granulometría variada que van desde arenas gruesas a limos y arena limosas, procedentes de la llanura costera del Golfo Sur, a través de los sistemas fluviales que drenan hacia la vertiente del Golfo, los cuales son incorporados al fondo marino debido a la acción del oleaje y las corrientes marinas.

Con la finalidad de conocer si el proyecto causará la dispersión de sedimentos en el medio marino, en la MIA-R del Proyecto ESE Etapa II se generaron simulaciones de los modelos de dispersión por el método de apertura de zanja por succión e inyección de agua. Las simulaciones por succión mostraron que las concentraciones por overflow rebasarán los 50 mg/l. A medida que la pluma de dispersión es disipada por los procesos de advección de las corrientes, las concentraciones experimentan un decaimiento del 85% a una distancia aproximada de 5 km de los sitios de trabajo. Aproximadamente a los tres días de la remoción, las plumas de sedimentos se localizarán entre los 5 km y los 15 km del sitio de trabajo, moduladas por las corrientes litorales. En este tiempo las concentraciones ya alcanzarán valores similares a las concentraciones ambientales para el SAR, entre 10 mg/l y 15 mg/l.

Las simulaciones por inyección de agua mostraron que la pluma de sedimento no es mucho mayor que la que se presentará por el overflow durante el método de succión. Esto se debe principalmente a que la emisión será en el fondo, donde las corrientes son de menor energía, alcanzando a depositarse rápidamente los sedimentos más gruesos como arenas. Los sedimentos más finos, y de mayor concentración a estas profundidades permanecerán por más tiempo en resuspensión sin llegar a alcanzar la zona fótica.

En cuanto a la presencia de metales en el SAR se debe a la introducción de contaminantes por aportes fluviales, en donde la cuenca del Grijalva Usumacinta es la fuente principal en adición, las actividades industriales y comerciales que se han desarrollado en los complejos portuarios de Tampico-Madero, Altamira, Veracruz, Coatzacoalcos-Minatitlán, Dos Bocas y Ciudad del Carmen, han contribuido en gran medida al gran volumen de desechos tóxicos vertidos en las aguas del Golfo, incluyendo una gran variedad de metales.

En relación a la incidencia que podría tener el desarrollo del proyecto, con la resuspensión de sedimentos y por consecuencia la liberación de metales a la columna de agua, se tiene que en general los metales tienden a estar presentes como iones metálicos libres en condiciones óxicas/ácidas y precipitados sólidos en condiciones anóxicas/alcalinas. El pH ácido también puede impedir la retención de metales por parte de los sedimentos. Los valores de pH medidos en campo (promedio 7.87 ± 0.06) sugieren su potencial retención en los sedimentos o bien en material

particulado, bajo condiciones experimentales demostraron que a un pH de 8 la liberación de iones metálicos fue mínima; si durante el tendido del ducto, las condiciones tienden a la acidez, lo cual es poco probable (pH=5) pudiera potencialmente haber una liberación de metales de los sedimentos al agua, por lo que se descarta la incidencia del proyecto en este proceso.

La mayoría de los impactos ambientales adversos a consecuencia del Proyecto, serán ocasionados durante la instalación del ducto (apertura de zanja y tendido de tubería), y serán no significativos e irrelevantes; no obstante, se implementarán programas y medidas adicionales tendientes a prevenir, mitigar o monitorear dichos impactos, con el fin de evitar afectaciones permanentes y/o irreversible en los componentes del SAR.

Las emisiones de gases de combustión hacia el ambiente ocasionados por la operación de motores durante la instalación del ducto, producirá inevitablemente una modificación en la calidad atmosférica; sin embargo, aun cuando no se pueden evitar las emisiones causadas por las embarcaciones y equipos de combustión interna, se proponen las siguientes medidas para minimizar la cantidad emisiones de gases de combustión hacia la atmósfera:

- Verificar diariamente, antes de su operación, el correcto funcionamiento de las embarcaciones y equipo de combustión interna.
- Previo ingreso al área del proyecto, las embarcaciones contarán con una revisión técnica que avale su buen funcionamiento.
- Sustituir las embarcaciones que, de acuerdo a la revisión diaria y el mantenimiento preventivo, generen emisiones de gases de combustión fuera de la normatividad aplicable.
- Realizar un mantenimiento preventivo periódico a las embarcaciones y equipo de combustión interna.

Las emisiones de ruido hacia el ambiente ocasionadas por la operación de motores, durante la instalación del ducto, producirán una modificación temporal del confort sonoro; sin embargo, aun cuando no se pueden evitar las emisiones de ruido, se proponen las siguientes medidas para minimizar el ruido al ambiente:

- Las sirenas y alarmas serán utilizadas por las embarcaciones en casos de emergencia y durante el movimiento de anclaje, con el fin preventivo y de seguridad del personal de acuerdo con el protocolo de seguridad de la promotora, evitando fuentes de ruido innecesarias.
- Se realizará un mantenimiento preventivo periódico a las embarcaciones y equipo de combustión interna, a fin de garantizar su buen estado y reducir las emisiones de ruido.

Bajo el contexto anterior, los impactos ambientales del proyecto, no comprometerán la continuidad de los procesos naturales que aún se desarrollan en las ubicaciones correspondientes a cada tramo del proyecto.

En términos ambientales, el desarrollo del proyecto es una buena opción para el transporte del gas natural a la región Sureste de México, dado que otros métodos de transporte del hidrocarburo, como lo sería mediante buques metaneros o criogénicos, generan emisiones contaminantes, ya que más del 3% de las emisiones globales de dióxido de carbono se relacionan con el transporte naval en su conjunto. Además de dióxido de carbono (CO₂), los barcos emiten otras partículas contaminantes en suspensión como óxidos de nitrógeno (NO_x) y óxido nitroso (N₂O).



VI.3. Informe técnico

En el **Anexo 16 “Informe técnico”** se incluye el informe técnico del Estudio de Riesgo, modalidad Análisis de Riesgo Proyecto Gasoducto Extensión Sureste "Etapa II", en etapa de diseño (ingeniería FEED).

VII. Referencias

- » Guidelines for consequence analysis of chemical releases, CCPS, AICHE, 1999.
- » Loss prevention in the process industries: hazard identification, assessment and control, Butterworths-Heinemann, London second edition, 1996.
- » Guidelines for hazard evaluation procedures with worked examples, CCPS, AICHE, 1992.
- » Layer of protection analysis, CCPS, AICHE, 2001.
- » IEC 61511 “Functional safety: Safety instrumented systems for the process industry sector”.
- » BS IEC 61882 “Hazard and operability studies (HazOp studies) – application guide, 2001.