



SERVICIOS DE
TRANSPORTACIÓN DE
ACEITE Y GAS S.A. DE C.V.

ESTUDIO DE RIESGO
AMBIENTAL

ALTPETRUM

OCTUBRE 2022

ÍNDICE

1	OBJETIVO	5
2	ALCANCE	5
3	GENERALIDADES	6
4	DEFINICIONES	7
5	CONTENIDO DEL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL PARA EL SECTOR HIDROCARBUROS	12
5.1	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	12
5.2	DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	33
5.3	DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO.	108
5.3.1	TRANSPORTE POR DUCTOS.	143
5.4	ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS.	152
5.4.1	IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS Y JERARQUIZACIÓN DE ESCENARIOS DE RIESGO.	152
5.4.1.1	ANÁLISIS PRELIMINAR DE PELIGROS	156
5.4.1.2	ANTECEDENTES DE ACCIDENTES E INCIDENTES EN PROYECTOS SIMILARES	157
5.4.1.3	IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS Y DE ESCENARIOS DE RIESGO	161
5.4.1.4	JERARQUIZACIÓN DE ESCENARIOS DE RIESGO	168
5.4.2	ANÁLISIS CUANTITATIVO DE RIESGO.	180
5.4.2.1	ANÁLISIS DE FRECUENCIAS.	180
5.4.2.2	ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS	185
5.5	REPRESENTACIÓN EN PLANOS DE LOS RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN	213
5.6	ANÁLISIS DE VULNERABILIDAD E INTERACCIONES DE RIESGO	227
5.6.1	ANÁLISIS DE VULNERABILIDAD	227
5.6.2	INTERACCIONES DE RIESGO	235
5.7	REPOSICIONAMIENTO DE ESCENARIOS DE RIESGO	241
5.8	SISTEMAS DE SEGURIDAD Y MEDIDAS PARA ADMINISTRAR LOS ESCENARIOS DE RIESGO	246
5.8.1	SISTEMAS DE SEGURIDAD	246
5.8.1.1	ALARMAS	248
5.8.2	MEDIDAS PREVENTIVAS	262
5.8.3	RECOMENDACIONES TÉCNICO-OPERATIVAS	271
5.9	CONCLUSIONES	280
5.10	RESUMEN EJECUTIVO	284

INTRODUCCIÓN

La producción y acondicionamiento de hidrocarburos actualmente desarrollado en el campo Cuichapa Poniente, se realiza mediante la infraestructura que la empresa Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México S.A. de C.V. (En adelante LIFTING) opera mediante el contrato con la CNH número CNH-R01-L03-A7/2015-Campo Cuichapa Poniente.

El proyecto denominado Reconfiguración de la batería de Separación Cuichapa II, es parte de los proyectos estratégicos que la empresa LIFTING pretende desarrollar, con el objetivo de eficientar su proceso de tratamiento y acondicionamiento de hidrocarburos, lo cual permitirá entregar petróleo crudo en calidad comercial.

LIFTING podrá ser beneficiado al utilizar la infraestructura de transporte que la empresa Servicios de Transportación Aceite y Gas S.A. de C.V. (TRACYGAS) pretende desarrollar con la autorización del presente proyecto para el transporte de hidrocarburos (petróleo y gas), con el objetivo de poder transportar y entregar el incremento de producción proyectado del Área Contractual Cuichapa Poniente al Estado Mexicano, así como a cualquier otro usuario que esté interesado en contratar el servicio de transporte objeto del permiso ante la CRE, mismo que se encuentra en trámite.

con el proyecto mencionado de la empresa LIFTING, será el permitir el manejo del incremento en la producción y procesamiento de hidrocarburos obtenidos por la reconfiguración de la Batería de Separación Cuichapa II, al eficientar el bombeo y poder entregar el crudo directamente al Centro Comercializador de Crudo Palomas (a cargo de Pemex Logística) y para el gas entregando directamente en el Sistema SISTRANGAS (administrado por CENAGAS), liberando capacidad de transporte y manejo en ductos e instalaciones de PEMEX, mismas que actualmente se encuentran con operación limitada en cuanto su capacidad de transporte y procesamiento. Lo anterior beneficiará el manejo e incremento de producción de otros campos del Activo Cinco Presidentes de Pemex Exploración y Producción que se encuentran en la misma zona y que pudieran utilizar dicha infraestructura.

El proyecto a desarrollar por TRACYGAS, pretende brindar servicio de transporte a la empresa Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México S.A. de C.V y a Pemex Exploración y Producción y/o a toda empresa, o usuario interesado en utilizar la infraestructura a desarrollar.

El Estudio de Riesgo Ambiental del Proyecto presenta información en base a los aspectos de más relevancia del mismo, seleccionando las metodologías más apropiadas para la identificación de peligros, evaluación y análisis de riesgos, que permitan identificar los peligros de manera exhaustiva y evaluar los Riesgos en los procesos, documentando la existencia de sistemas y dispositivos de seguridad, y/o medidas de reducción de Riesgos para eliminar, prevenir, controlar, minimizar o mitigar los Escenarios de Riesgo a un nivel de Riesgo Tolerable. Lo anterior, acorde con el tipo de Proyecto, así como al (los) proceso (s) involucrado (s) y entre otros, a los siguientes aspectos: actividad dentro de la cadena de valor del Sector Hidrocarburos; complejidad de los procesos físicos y/o químicos involucrados; características, cantidades y volúmenes de Sustancias Peligrosas a procesar, manejar, almacenar y transportar; información disponible de la tecnología del proceso; experiencia requerida para aplicar las metodologías, y las demás que los Regulados consideren pertinentes al momento de elaborar el Estudio de Riesgo Ambiental para el Sector Hidrocarburos.

En la Guía se establece la importancia de que los Regulados utilicen e implementen las mejores prácticas nacionales e internacionales para la administración y gestión de Riesgos, y que apliquen el principio ALARP (*As Low As Reasonably Practicable*, por sus siglas en inglés), que permita demostrar que se han implementado o implementarán todas las medidas de reducción de Riesgos para eliminar, prevenir, controlar, minimizar o mitigar los posibles Escenarios de Riesgo derivados de la identificación de peligros, evaluación y análisis de riesgos para llevarlos hasta un nivel de Riesgo tan bajo como sea razonablemente factible.

1 OBJETIVO

El presente Estudio de Riesgo Ambiental tiene la finalidad de identificar y evaluar los riesgos asociados en el desarrollo de las actividades propias del proyecto **OLEODUCTO DE 6" Ø X 20.974 KM Y GASODUCTO DE 6" Ø X 15.765 KM**, con la finalidad de minimizar daños al personal, instalaciones y medio ambiente durante la etapa de construcción y operación, considerando la ingeniería básica del proyecto.

2 ALCANCE

El presente estudio tiene como alcance, la realización del Estudio de Riesgo Ambiental del proyecto **OLEODUCTO DE 6" Ø X 20.974KM Y GASODUCTO DE 6" Ø X 15.765 KM**, para evaluar los riesgos durante todas las actividades que se realicen durante su etapa de construcción y operación, considerando la ingeniería básica del proyecto.

3 GENERALIDADES

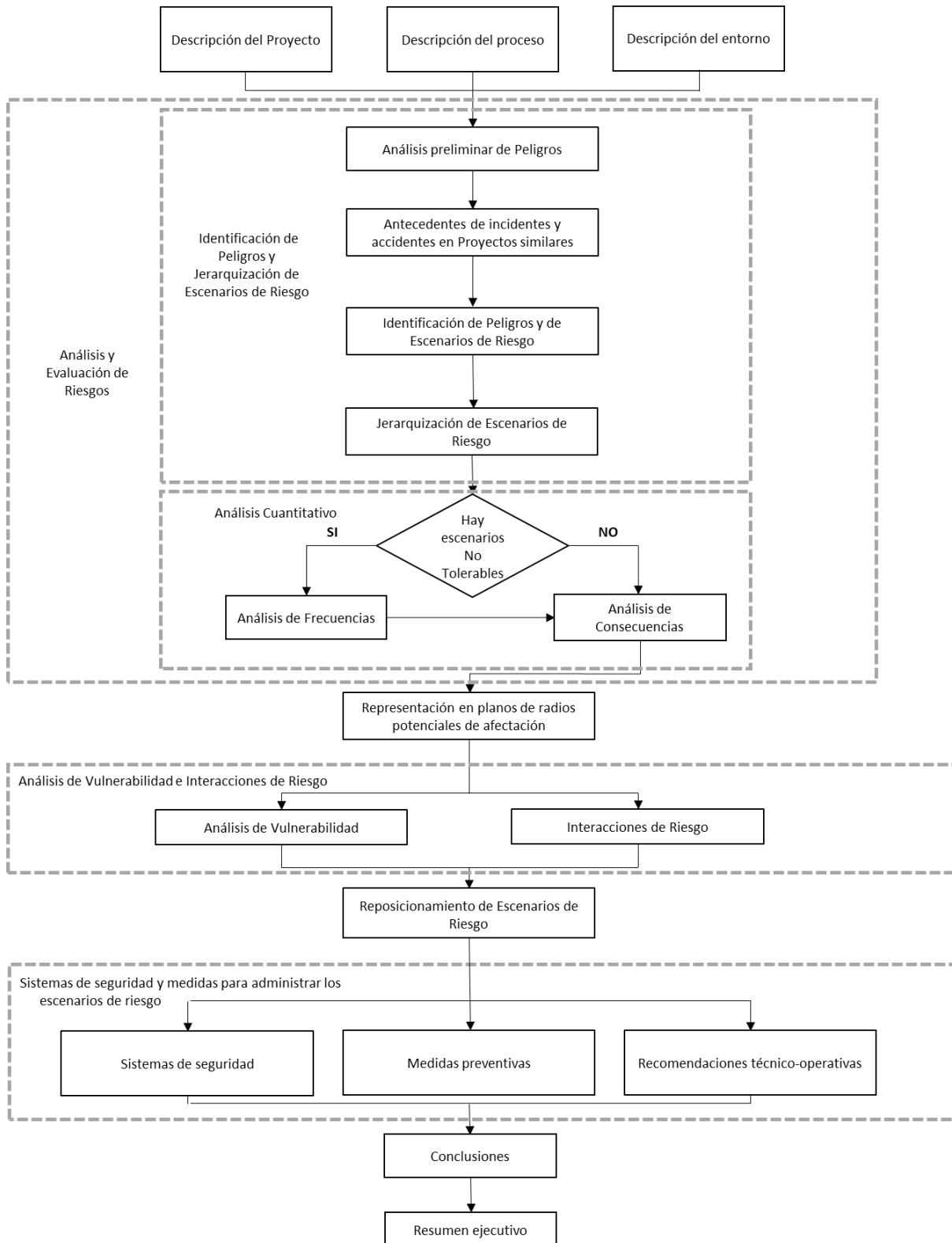


Figura 1. Flujo de Estudio de Riesgo para el sector hidrocarburos.

4 DEFINICIONES

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

II. Análisis de Riesgo de Proceso (ARP): Aplicación sistemática de una o más metodologías específicas para identificar Peligros y evaluar Riesgos de un proceso o sistema, con el fin de determinar los Escenarios de Riesgo y verificar la existencia de dispositivos, Sistemas de Seguridad, Salvaguardas y barreras suficientes ante las posibles Amenazas que propiciarían la materialización de algún Escenario de Riesgo identificado;

III. Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH): Documento que integra la identificación de peligros, evaluación y Análisis de Riesgos de Procesos, con el fin de determinar metodológica, sistemática y consistentemente los Escenarios de Riesgo generados por un Proyecto y/o Instalación, así como la existencia de dispositivos, Sistemas de Seguridad, Salvaguardas y barreras apropiadas y suficientes para reducir la probabilidad y/o consecuencias de los Escenarios de Riesgo identificados; incluye el análisis de las interacciones de Riesgo y vulnerabilidades hacia el personal, población, medio ambiente, Instalaciones y producción, así como las recomendaciones o medidas de prevención, control, mitigación y/o compensación para la reducción de Riesgos a un nivel Tolerable;

IV. Análisis Preliminar de Peligros: Es el resultado de realizar un primer intento para identificar en forma general los posibles Riesgos que pueden originar los Peligros en un Diseño o Instalaciones en operación, para ubicar la situación actual que se tiene respecto de la Administración de los Riesgos;

V. Caso Alternativo: Es el evento creíble de una liberación accidental de una Sustancia Peligrosa que es simulado, pero que no corresponde al Peor Caso ni al Caso Más Probable;

VI. Caso Más Probable: Con base a la experiencia operativa, es el evento de liberación accidental de una Sustancia Peligrosa, que tiene la mayor probabilidad de ocurrir;

VII. Efecto Dominó: También conocido como encadenamiento de eventos, es un evento asociado a un incendio o explosión en una Instalación, que multiplica sus consecuencias por efecto de la sobrepresión, proyectiles o la radiación térmica que se generan sobre elementos próximos y vulnerables, tales como otros recipientes, tuberías o equipos de

la misma Instalación o Instalaciones próximas, de tal forma que puedan ocurrir nuevas fugas, derrames, incendios o explosiones que a su vez, pueden nuevamente provocar efectos similares;

VIII. Escenario de Riesgo: Determinación de un evento hipotético derivado de la aplicación de la metodología de identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos, en el cual se considera la probabilidad de ocurrencia y severidad de las consecuencias y, posteriormente, determinar las zonas potencialmente afectadas mediante la aplicación de modelos matemáticos para la Simulación de consecuencias;

IX. Estudio de Riesgo (ER): Documento que indica los Escenarios de Riesgo identificados y evaluados con posibles afectaciones al medio ambiente, de tal manera que mediante el uso de metodologías y herramientas tecnológicas se cuantifiquen los probables daños al medio ambiente, tomando en cuenta las afectaciones sobre la integridad funcional de los ecosistemas, donde se pretende desarrollar un Proyecto. Tiene por objetivo determinar las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento, verificar las vulnerabilidades que probablemente se presenten en caso de materialización de algún Escenario de Riesgo, así como las medidas de prevención, control, y mitigación de Riesgos ambientales, o aquellas que se van a implementar para prevenir las causas o mitigar las afectaciones al medio ambiente. Se incorpora a la Manifestación de Impacto Ambiental (MIA);

X. Estudio de Riesgo Ambiental (ERA): Documento que indica los Escenarios de Riesgo identificados y evaluados con posibles afectaciones al medio ambiente, de tal manera que mediante el uso de metodologías y herramientas tecnológicas se cuantifiquen los probables daños al medio ambiente de un Proyecto en Operación. Tiene por objetivo determinar las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento, verificar las vulnerabilidades que probablemente se presenten en caso de materialización de algún Escenario de Riesgo, así como las medidas de prevención, control, y mitigación de Riesgos ambientales;

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

XII. IDLH (*"Immediately Dangerous to Life or Health"*, por sus siglas en inglés) Inmediatamente Peligroso para la vida o la salud: Es la concentración máxima en el aire de una Sustancia Peligrosa, a la que una persona podría escapar durante un periodo de

treinta minutos sin experimentar efectos irreversibles para la salud o síntomas graves que le impidan evacuar;

XIII. Peor Caso: Corresponde a la liberación accidental del mayor inventario de Sustancia Peligrosa contenida en un recipiente, línea de proceso o ducto, sin necesidad de conocer las causas ni su probabilidad de ocurrencia;

XIV. Proyecto: Actividad del Sector Hidrocarburos que se desarrolla o se pretende desarrollar en una o varias Instalaciones, y que se encuentra vinculada a un permiso o autorización emitido por la Secretaría de Energía o la Comisión Reguladora de Energía o bien, a un Plan de Exploración o de Desarrollo para la Extracción, aprobados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos;

XV. Riesgo Inherente: Es propio del trabajo o proceso, que no puede ser eliminado del sistema, es decir, en todo trabajo o proceso se encontrarán Riesgos para las personas o para la ejecución de la actividad en sí misma. Es el Riesgo intrínseco de cada actividad, sin tener en cuenta los controles y medidas de reducción de Riesgos;

XVI. Riesgo Residual: Es el Riesgo remanente después del tratamiento de Riesgo, es decir, una vez que se han implementado controles y medidas de reducción de Riesgos para mitigar el Riesgo Inherente; el Riesgo Residual puede contener Riesgos no identificados, también puede ser conocido como Riesgo retenido;

XVII. Riesgo Tolerable: Es el Riesgo que se acepta en un contexto dado basado en los valores actuales de la sociedad;

XVIII. Salvaguarda: Dispositivo, sistema, procedimientos o programas, entre otros, destinados a proteger la seguridad física integral de las personas, el medio ambiente o la Instalación;

XIX. Sistemas de Seguridad: Conjunto de equipos y componentes que se interrelacionan y responden a las alteraciones del desarrollo normal de los procesos o actividades en la Instalación y previenen situaciones que normalmente dan origen a Accidentes o emergencias;

XX. Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS): Es un Sistema de Seguridad que tiene implementadas una o más funciones de cualquier combinación de sensores (elementos primarios), controlador lógico y elementos finales;

XXI. Simulación: Representación de un Escenario de Riesgo o fenómeno mediante la utilización de sistemas o herramientas de cómputo, modelos físicos o matemáticos u otros medios, que permite estimar las consecuencias de dichos escenarios a partir de las propiedades físicas y químicas de las sustancias o componentes de las mezclas de interés, en presencia de determinadas condiciones y variables atmosféricas;

XXII. Sustancia Explosiva: La que genera una gran cantidad de calor y ondas de sobrepresión de manera espontánea o por acción de alguna energía;

XXIII. Sustancia Inflamable: Aquella capaz de formar una mezcla con el aire en concentraciones tales para prenderse espontáneamente o por la acción de una fuente de ignición;

XXIV. Sustancia Peligrosa: Cualquier sustancia que, al ser emitida, puesta en ignición o cuando su energía es liberada (fuego, explosión, fuga tóxica) puede causar daños al ambiente, a las personas y a las Instalaciones debido a sus características de toxicidad, inflamabilidad, explosividad, corrosión, inestabilidad térmica, calor latente o compresión;

XXV. Sustancia Tóxica: Aquella que puede producir en organismos vivos, lesiones, enfermedades, alteraciones al material genético o muerte;

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

XXVII. TLV_(8 h, TWA): (*"Threshold Limit Value-Time Weighted Average"*, por sus siglas en inglés). Valor umbral límite-Promedio ponderada en el tiempo. Concentración ponderada para una jornada normal de trabajo de ocho horas y una semana laboral de cuarenta horas, a la que pueden estar expuestos casi todos los trabajadores repetidamente día tras día, sin que se evidencien efectos adversos;

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

XXIX. Zona de Amortiguamiento para el Análisis de Riesgo: Área donde pueden permitirse determinadas actividades productivas que sean compatibles, con la finalidad de Salvaguardar a la población y al ambiente, y

XXX. Zona de Alto Riesgo para el Análisis de Riesgo: Área de restricción total en la que no se deben permitir actividades distintas a las del Proyecto.

5 CONTENIDO DEL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL PARA EL SECTOR HIDROCARBUROS

Para la identificación de peligros y Evaluación de los Riesgos que se generen en las actividades del Sector Hidrocarburos, resulta necesario que los Regulados elaboren un ARSH de su Proyecto, conforme las mejores prácticas nacionales e internacionales que permitan garantizar una administración de Riesgos acorde al tipo de Proyecto. Al respecto es muy conveniente desarrollar un ARSH de manera sistemática, metodológica y consistente, donde sean identificados de manera exhaustiva los peligros y evaluados los Riesgos, y en su caso, se determinen las acciones y/o recomendaciones que, en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al medio ambiente, se implementarán para lograr un nivel de Riesgo Tolerable del Proyecto.

5.1 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Después de la reforma energética la actividad petrolera se ha incrementado significativamente en todo el país y la zona sur del estado de Veracruz no es la excepción, por lo que en respuesta a la demanda de infraestructura para el transporte de hidrocarburos la empresa Servicios de Transportación Aceite y Gas S.A. de C.V. (en adelante "**TRACYGAS**") pretende la construcción de un OLEODUCTO DE 6" Ø X 20.974 km Y un GASODUCTO DE 6" Ø X 15.765 km (en adelante "**EL PROYECTO**"), los cuales se construirán en un mismo Derecho De Vía.

Inicialmente el Oleoducto transportaría el aceite producido en el campo Cuichapa Poniente, el cual está a cargo de la empresa Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México S.A. de C.V. (En adelante "**LIFTING**") que opera bajo el contrato CNH-R01-L03-A7/2015 Campo Cuichapa Poniente celebrado con la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Para el caso del Gasoducto, inicialmente transportará el gas de la Planta Criogénica de Punto de Rocío y Estación de Compresión de Gas Cuichapa (en adelante "**Planta de Tratamiento de Gas Cuichapa**"), dicha planta será construida por la empresa Servicios de Procesamiento Aceite y Gas S.A. de C.V. (en adelante "**PROACYGAS**").

Así mismo **EL PROYECTO** podrá brindar el servicio de transporte de hidrocarburos (petróleo y gas) a Pemex Exploración y Producción y/o a toda empresa, o usuario interesado en utilizar la infraestructura a desarrollar.

Es importante mencionar que el desarrollo del **PROYECTO** permitirá entregar el petróleo directamente al Centro Comercializador de Crudo Palomas (a cargo de Pemex Logística) y el gas directamente en el Sistema SISTRANGAS (administrado y operado por CENAGAS), liberando capacidad de transporte y manejo en ductos e instalaciones de PEMEX, mismas que actualmente se encuentran con operación limitada en cuanto su capacidad de transporte y procesamiento. Lo anterior beneficiará el manejo e incremento de producción de otros campos del Activo Cinco Presidentes de Pemex Exploración y Producción que se encuentran en la misma zona y que pudieran utilizar dicha infraestructura.

El proyecto a desarrollar por TRACYGAS, pretende brindar servicio de transporte a la empresa Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México S.A. de C.V., a Pemex Exploración y Producción y/o a toda empresa o usuario interesado en utilizar la infraestructura a desarrollar.

Por lo anterior descrito, se considera un Derecho de Vía para realizar la construcción de un Oleoducto para el transporte de crudo mediano en condiciones comerciales (máximo 0.5 % agua, Sal máximo 50 LBS/1000BLS, PVR máximo 6.5 psi), crudo estabilizado en estado líquido y un gasoducto para el transporte de gas seco en condiciones comerciales de acuerdo a la NOM-001-SECRE-2010. El desarrollo del proyecto se presenta de acuerdo con los requerimientos normativos de las DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, para el transporte terrestre por medio de Ductos de Petróleo, Petrolíferos y Petroquímicos y la NORMA Oficial Mexicana NOM-007-ASEA-2016, Transporte de gas natural, etano y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos.

El proyecto contempla un Derecho de Vía (DDV) con un ancho de 12 metros, albergando dos ductos dentro de una misma zanja, con una distancia de separación de lomo de tubo a tubo de 1 metro.

Descripción del derecho de vía

Características.

El ancho del derecho de vía será de 12 metros desde su inicio, y de una longitud total de 20.974 km, dividida en un tramo compartido Gasoducto/oleoducto, y un tramo para un solo ducto, definidos de la siguiente manera:

- Longitud compartida: Este tramo consta de 12 metros de ancho, por una distancia de 15.765 kilómetros en el cual quedarán albergados el Oleoducto y el gasoducto antes descritos, dentro de una misma zanja con separación entre ellos de 1 metro.
- Longitud Única para el oleoducto: Este tramo albergará únicamente al oleoducto, ya que el Gasoducto termina en la interconexión con SISTRANGAS, será de 12 metros de ancho por 5.244 km de longitud, en este trayecto la zanja albergará solo al oleoducto.

La descripción de estos dos tramos suma la longitud total del derecho de vía, siendo esta el total de 20.974 km.

Se adquirirá del derecho de vía, siguiendo lo dispuesto por la Ley de Hidrocarburos en lo relacionado a su Capítulo IV del uso y Ocupación Superficial, bajo la figura legal de servidumbre de paso contractual, mediante el pago de una contraprestación tomando como referencia los valores emitidos por el Instituto de Administración y Avalúos de Bienes Nacionales.

La duración de la ocupación superficial se pretende sea por 35 años de acuerdo a lo solicitado como autorización del presente proyecto para las etapas de preparación del sitio y construcción, operación y mantenimiento, y desmantelamiento y abandono, estando sujeta a la vigencia de los permisos respectivos y renovación en su caso.

La superficie del DDV se mantendrá despejada una vez que termine la etapa constructiva, con el objetivo de conservar las condiciones iniciales del Sistema Ambiental, para facilitar el acceso a las cuadrillas de mantenimiento. El reacondicionamiento del derecho de vía permitirá volverlo a utilizar con el uso de suelo anterior, siempre y cuando no se interfieran con las actividades de supervisión del DDV.

Los señalamientos informativos destinados a indicar la posición de los ductos serán del tipo "I" para ductos a campo travesía y tipo "II" (Figura II.1) para ductos en zona urbana.

Para ductos a campo travesía, el señalamiento tipo "I" (Figura II.1) consistirá en un poste de concreto o cualquier otro material que sea de resistencia y durabilidad semejante a la del concreto, de manera que cumpla la misma función, con sección octagonal y 7,00 m (23 pies) de altura, o de una longitud adecuada a la vegetación de la zona; si es de otro material puede ser de sección cuadrada. Se pintará en los dos últimos metros de la

parte superior de color blanco y rojo en forma de anillos alternados de 40 cm de ancho cada uno.

En la cara más visible del poste y a una altura de 2,00 m se pintará en amarillo el kilometraje correspondiente en caracteres de 15 cm de longitud y en la parte superior se colocará una placa de forma cuadrada de 80 cm por lado, donde se indicará el kilometraje en caracteres de 20 cm de longitud y una flecha señalando cualquier cambio en la dirección del ducto, en figuras de color rojo sobre fondo blanco.

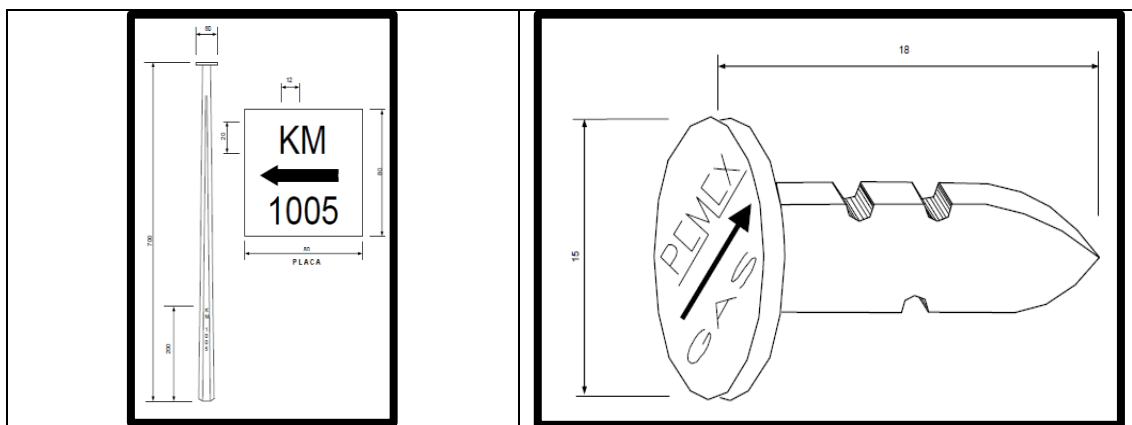


Figura 2. Señalamientos informativos de ductos, tipo I y II.

Para efectos de la normatividad en materia energética, más concretamente en materia de hidrocarburos, las autoridades competentes en especial la ASEA, se refiere al derecho de vía como franja de seguridad o afectación permanente, regulado en la Norma NOM-007-ASEA-2016.

Criterio de selección.

Para la selección de los derechos de vía se tomó no sólo en cuenta lo dispuesto por la NOM-007-ASEA-2016 en la disposición 7.3 y subsecuentes en relación con la selección de la ruta, tomando como primer parámetro de selección de ruta de 500 metros de ancho por el trazo propuesto, para de ahí ir disminuyendo esta magnitud hasta llegar al ancho decretado por la NOM en comento.

Por su ubicación, la zona por donde pasará el derecho de vía es una zona poblada en forma difusa, no forzosamente concertada en núcleos de población compacto, por lo que se seleccionó el trazo del DDV lo más lejano de centros de población, casas y en especial escuelas, hospitales o centros de salud, fábricas o cualquier otra concentración de personas, tratado así de impactar lo menos posible a persona alguna. Igualmente se

seleccionó la ruta más directa y de menor impacto a la comunidad y al medio ambiente, tomando en cuenta los criterios antes descritos.

Adquisición de nuevos derechos de vía.

No obstante, aunque la zona de Moloacán por su cercanía con diversos centros de producción de Petróleos Mexicanos y su amplia historia en la actividad petrolera, históricamente se encuentra altamente impactada por esta industria entre ellas la existencia de ductos y sus derechos de vía previos, y aunque la Ley de Hidrocarburos (artículo 98 segundo párrafo) así como la NOM-007-ASEA-2016 prevén el acceso abierto a la instalación de nuevos ductos dentro de los derechos de vía ya existentes, **se optó por construir derechos de vía nuevos** (adquiridos específicamente para el proyecto), **por lo que no se utilizarán derechos de vía previamente existentes.**

Dentro de las razones de adquirir el derecho de vía nuevo y exclusivo, se encuentra, reducir al mínimo cualquier riesgo en la construcción de los ductos en relación con los ductos ya previamente alojados por su antigüedad, así como tener un mejor control de vigilancia celaje y mantenimiento, ello además de que los derechos de vía preexistentes o están saturados o no se encuentran debidamente regularizados.

En relación con la sección 7. Del apartado I, del formato "C" de las Disposiciones Administrativas de Carácter General sobre la Evaluación de Impacto Social en el Sector Energético, se especifica que el tipo de zona es la siguiente:

El tipo de zona donde se desarrolla el Proyecto pertenece al inciso D (Otro), ya que se pretende llevar a cabo la instalación de dos ductos que consta de 20.974 Km y otro de 15.765 Km, y que serán conectados desde una planta de procesamiento de petróleo y gas respectivamente.

Tabla 1. Zonas de desarrollo de proyectos con criterios sociales

TIPO DE ZONA			SELECCIONE UNA O MÁS OPCIONES SEGÚN CORRESPONDA
A	NAVE INDUSTRIAL	Es la instalación física o edificación diseñada y construida para realizar actividades industriales de producción, transformación, manufactura, ensamble, procesos industriales, almacenaje y distribución. Norma Mexicana NMX-R-046-SCFI-2011	-----

TIPO DE ZONA			SELECCIONE UNA O MÁS OPCIONES SEGÚN CORRESPONDA
B	CONJUNTO INDUSTRIAL	Es la superficie, menor a diez hectáreas (10 ha), geográficamente delimitada y diseñada especialmente para el asentamiento de la planta industrial en condiciones adecuadas de ubicación, infraestructura, equipamiento y de servicios, con una administración permanente para su operación. Norma Mexicana NMX-R-046-SCFI-2011	-----
C	PARQUE INDUSTRIAL	Es la superficie, mayor a diez hectáreas (10 ha), geográficamente delimitada y diseñada especialmente para el asentamiento de la planta industrial en condiciones adecuadas de ubicación, infraestructura, equipamiento y de servicios, con una administración permanente para su operación. Norma Mexicana NMX-R-046-SCFI-2011	-----
D	OTRO	Especificar cuál	Ductos

Para la construcción del **Oleoducto de 6"** se considera tubería no metálica fabricada a base de un revestimiento de polietileno extruido de alta densidad, con un refuerzo de filamento industrial de poliéster y cubierta de polietileno extruido de alta densidad conforme a la norma API 15S y longitud de 20+974 Km, donde el punto inicial será la descarga de bombas de la Planta Deshidratadora en la Batería de Separación Cuichapa II, como punto final en la interconexión con el Oleoducto de 36" Nudo Cárdenas-CCC Palomas (Centro Comercializador de Crudo Palomas) perteneciente al Sistema de Transporte Aceite Terrestre Sur de Pemex Logística (como flexibilidad operativa se tendrá interconexión con con el Oleoducto de 36" Castaño-CCC Palomas), la cual se realizará de acuerdo con las bases de diseño e incluirá de manera general lo siguiente:

1. El Oleoducto será subterráneo en el tramo comprendido en la acometida de salida del área de trampas de envío de diablos en la PD Cuichapa, hasta la llegada a la trampa de recibo de diablos en la interconexión con el Oleoducto de 36" Nudo Cárdenas-CCC Palomas (como flexibilidad operativa se tendrá interconexión con un segundo Oleoducto de 36" Castaño-CCC Palomas perteneciente al mismo Sistema de Transporte Aceite Terrestre Sur de Pemex Logística).

2. Se toma la decisión de proyectar la construcción de cruces aéreos en los arroyos y cuerpos de agua por los que atraviesa el trazo de dichos ductos, debido a las siguientes condiciones:
 - a) Con la finalidad de evitar actos vandálicos debido a la exposición de la tubería no metálica.
 - b) Garantizar la integridad de las personas
 - c) Evitar algún impacto al medio ambiente por el tipo de hidrocarburo a transportar, y a efecto de evitar la excavación y/o trabajos para realizar los cruces de cuerpos de agua de forma subterránea con perforación horizontal dirigida, con lo cual se evitará que puedan alterar el cauce natural, y/o la contaminación de los mantos freáticos.
3. El Oleoducto no incluirá protección catódica, protección anticorrosiva y mecánica en todo su trayecto, derivado de que el material del oleoducto es fabricado a base de un revestimiento de polietileno extruido de alta densidad, un refuerzo de filamento industrial de poliéster y cubierta de polietileno extruido de alta densidad, se considera señalización del derecho de vía de acuerdo a la normatividad vigente.
4. Se colocarán cuatro válvulas de seccionamiento de compuerta paso completo especificación ANSI -600-RTJ, API 6D.
5. Se rotulará el Oleoducto, indicando el diámetro y el destino en el punto de salida, el diámetro y la procedencia en punto de llegada, de acuerdo a la normatividad aplicable.
6. Se deberá aplicar el marco normativo para la construcción de ductos.
7. Se deberá realizar prueba hidrostática según API-RP-1110 y NOM-007-ASEA-2016 o prueba neumática según sea el caso (Nitrógeno).
8. Se deberá realizar la limpieza interior del Oleoducto con corridas de diablos antes de realizar las pruebas (hidrostática y neumática) y después de haber realizado la prueba hidrostática.
9. Considerando el espaciamiento a cumplir entre módulos, instalaciones y trampas, de acuerdo a la normatividad, se deberá llevar a cabo las interconexiones siguientes:
10. Interconexión de línea regular proveniente de la descarga de la Planta Deshidratadora Cuichapa con la trampa de envío del Oleoducto.
11. Interconexión con línea regular de 6" Ø de la trampa de envío y recibo del Oleoducto con la interconexión en CCC Palomas. Considerar e incluir los arreglos de las trampas de envío y recibo para diablo instrumentado.

Para la Construcción del **Gasoducto de 6"** con especificación API-5L-X52 y longitud de 15.765 Km, donde el punto inicial será la descarga de la Planta Criogénica y Estación de Compresión de Gas Cuichapa y como punto final será en la interconexión con el Gasoducto de 48" Cactus-San Fernando perteneciente al Sistema SISTRANGAS, el cual se realizará de acuerdo con las bases de diseño e incluirá de manera general lo siguiente:

1. El gasoducto será subterráneo en el tramo comprendido en la acometida de salida del área de trampas de envío de diablos en la Planta de Tratamiento de Gas Cuichapa, hasta la llegada a la trampa de recibo de diablos del Gasoducto de 48" Cactus-San Fernando perteneciente a SISTRANGAS.
2. El gasoducto incluirá protección catódica, protección anticorrosiva y mecánica en todo su trayecto, así como señalización del derecho de vía de acuerdo a la normatividad vigente.
3. Se colocarán dos válvulas de seccionamiento de compuerta paso completo especificación ANSI -600-RTJ, API 6D.
4. Se rotulará el gasoducto, indicando el diámetro y el destino en el punto de salida, el diámetro y la procedencia en punto de llegada, de acuerdo a la normatividad aplicable.
5. Se deberá aplicar el marco normativo para la construcción de ductos.
6. Se deberá realizar prueba hidrostática según API-RP-1110 y NOM-007-ASEA-2016 o prueba neumática según sea el caso (Nitrógeno).
7. Se deberá realizar la limpieza interior del gasoducto con corridas de diablos antes de realizar las pruebas (hidrostática y neumática) y después de haber realizado la prueba hidrostática.
8. Considerando el espaciamiento a cumplir entre módulos, instalaciones y trampas, de acuerdo a la normatividad, se deberá llevar a cabo las interconexiones siguientes:
9. Interconexión de línea regular proveniente de la descarga de la Planta Criogénica de Punto de Rocío y Estación de Compresión Cuichapa con la trampa de envío del gasoducto.
10. Interconexión con línea regular de 6" Ø de la trampa de envío y recibo del gasoducto con la interconexión en SISTRANGAS.
11. Considerar e incluir los arreglos de las trampas de envío y recibo para diablo instrumentado de acuerdo a la norma NOM-007-ASEA-2016.

Selección del sitio

Para seleccionar el sitio se consideraron los siguientes criterios:

Criterio Técnico. Para la selección del diseño del trazo de la ruta de los Ductos, se consideró una franja de 500 metros a cada lado del trazo, para las características y requerimientos del diseño, construcción, pre-arranque, operación, mantenimiento, cierre y desmantelamiento del Sistema de Transporte; se tomó en consideración si existía la presencia de áreas urbanas e industriales existentes en la ruta.

Así mismo los factores que se consideraron dentro de la franja de 500 metros a cada lado, para la selección de la ruta y sus posibles modificaciones son los siguientes:

- a. Seguridad al público en general y al personal que se ubiquen dentro o cerca de las Instalaciones del Sistema de Transporte;
- b. Protección al medio ambiente y de las Áreas Naturales Protegidas;
- c. Cruces con vías de comunicación, cruces con cuerpos de agua, entre otros cruces como una obra especial, debido a que requieren de consideraciones específicas para su diseño y construcción dado que interrumpen la instalación de la línea regular;
- d. Condiciones geotécnicas, hidrográficas y corrosividad del suelo;
- e. Requerimientos específicos para las etapas de diseño, construcción, pre-arranque, operación, mantenimiento, cierre y desmantelamiento del Sistema de Transporte;
- f. Normatividad aplicable, requerimientos del orden municipal, estatal o federal;
- g. Instalaciones futuras, incluidas Instalaciones propias o de otros Sistemas de Transporte.

Los levantamientos realizados durante la etapa de diseño, para la selección y trazo de la ruta, se realizaron apoyados de herramientas de Sistemas de Información Geográfica, lo anterior conforme a la Norma Técnica para el Sistema Geodésico Nacional, emitida por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía, en su última edición.

"Por lo que la selección del sitio para el desarrollo del proyecto cumple con los aspectos técnicos para su ejecución exitosa".

Criterio Físico. En la selección del sitio se considera las instalaciones de producción de hidrocarburos, para lo cual se pretende desarrollar el sistema de transporte y los sitios que no tengan aspectos físicos desfavorables para la construcción (barrancas, ríos, pendientes pronunciadas) que impliquen soluciones especializadas, es decir, siempre y cuando representen una opción técnicamente factible y viable económicamente. Se determinó que el proyecto de construcción de ductos es de clase de localización tipo 2, la cual tiene una población inferior a 50 habitantes por kilómetro

cuadrado; refleja áreas como tierras baldías, tierras de pastoreo, tierras agrícolas y zonas escasamente pobladas; de conformidad con el numeral 7.5 de la NOM-007-ASEA-2016.

“Por lo que se determina que el proyecto cumple con los criterios físicos anteriormente mencionados”.

Criterio Socioeconómico. Es importante resaltar el hecho que este tipo de proyectos incentiva la generación de empleos, directos e indirectos mejorando la calidad de vida de la población de Villa Cuichapa perteneciente al Municipio de Moloacán, así como los municipios adyacentes, el bienestar económico, medido a través del ingreso, permite conocer las necesidades que pueden ser satisfechas mediante la adquisición de bienes y servicios que se obtienen en los mercados con recursos monetarios. La insuficiencia de ingreso se traduce en la limitación de las opciones de vida de los individuos; por tal razón, una persona es carente en este espacio si su ingreso no le permite satisfacer sus necesidades y acceder a las condiciones de vida que son aceptables en su sociedad.

Con el desarrollo del proyecto se pretende mejorar el nivel socioeconómico, de la población de Villa Cuichapa perteneciente al Municipio de Moloacán.

Criterio Normativo. El proyecto cumple con la normatividad y regulación aplicable, de conformidad con los dictámenes emitidos por el **Tercero autorizado ante la ASEA Grannemann Lobeira, S. de R.L. de C.V.**, mismos que se detallan a continuación.

- Dictamen Técnico de la etapa de diseño de oleoducto Número DICTEC-TRACYGAS-DACGDUCTOS_DIS-007/22. NOM-007-ASEA-2016, Transporte de gas natural, etano y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos.
- Dictamen Técnico de la etapa de diseño del gasoducto Número UID-TRACYGAS-007/04/2022. DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, para el transporte terrestre por medio de Ductos de Petróleo, Petrolíferos y Petroquímicos.

Criterio Ecológico. Teniendo en cuenta que la superficie propuesta para el proyecto se consideró el desarrollo de las actividades que no se afectará negativamente ninguno de las UGA o usos de suelo por el Programa de Ordenamiento Ecológico y Territorial del Río Coatzacoalcos

Aunado a ello se tiene que durante el proceso de Preparación del Sitio, Construcción, Operación y Abandono de Sitio los impactos ambientales serán mínimos pues la carga ambiental sobre el ecosistema es mínima, dado que el trazo del proyecto se encuentra inmerso casi en su totalidad en un área previamente impactada por el uso de suelo ganadero o pecuario, y de la zonas adyacentes son áreas de campos petroleros de la paraestatal Pemex, los cuales por mencionar algunos son: Ágata y campo Moloacán.

El aspecto técnico deriva en que las actividades estará acotada a una etapa de construcción y operación donde destacan las actividades constructivas e ingeniería en un 95% por la construcción de la infraestructura y en la etapa operativa por el hecho de utilización y almacenamiento de maquinarias, piezas, equipos, por períodos diversos y posterior carga para llevarlos a los destinos finales, de tal manera que técnicamente el proyecto no presenta complejidades en su desarrollo, aunado a esto a que en la zona de influencia del proyecto está definido para actividades de ese tipo ejemplo campos de PEMEX, por tanto existe una plena congruencia porque la zona del proyecto es una zona previamente impactada por actividades antropogénicas y actividad petrolera realizada en esta zonas con años de anterioridad.

Ubicación física del proyecto y planos de localización

El Campo Cuichapa Poniente se localiza aproximadamente a 35 kilómetros al sureste de la Ciudad de Minatitlán, en Villa Cuichapa, dentro del Municipio de Moloacán, Estado de Veracruz. Fisiográficamente se localiza en la Planicie Costera del Golfo de México, en la porción terrestre de la Cuenca Salina del Istmo, que pertenece a la Provincia Geológica de la Cuenca Terciaria del Sureste.

El proyecto considera el establecimiento de un Derecho de Vía, dentro del cual, se construirán dos ductos principales dentro de una misma zanja, separados entre sí 1 metro de paño a paño, para el manejo de la producción del campo Cuichapa Poniente y cualquier otro campo aledaño y/o tercero que esté interesado en utilizar la infraestructura a desarrollar por TRACYGAS. El proyecto contempla un **"Oleoducto de 6" Ø x 20.974 Km (tubería no metálica de polietileno extruido de alta densidad), de la Planta Deshidratadora Cuichapa a interconexión en CCC Palomas y un gasoducto de 6" Ø x 15.765 Km (tubería de acero al carbono), de la Planta Criogénica de Punto de Rocío y Estación de Compresión Cuichapa a interconexión con el Sistema SISTRANGAS"**, inicia en la Planta Deshidratadora Cuichapa, localizada en Villa Cuichapa, y concluye en la interconexión en CCC Palomas, dentro del Municipio de Moloacán, Estado de Veracruz.

A continuación, se describe la ubicación de cada uno de los ductos que conforman el proyecto:

Oleoducto de 6"

El punto de origen de la línea regular será la Planta Deshidratadora Cuichapa, localizado en el Municipio de Moloacán, Veracruz con las siguientes coordenadas geográficas:

Tabla 2. Coordenadas de origen del oleoducto

Origen
Sistema de Medición Planta Deshidratadora Cuichapa

*** COORDENADAS DEL PROYECTO ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP**

El punto final de interconexión del oleoducto en CCC Palomas, localizado en el Municipio de Moloacán, Veracruz con las siguientes coordenadas geográficas:

Tabla 3. Coordenadas de destino del oleoducto

Destino
Sistema de Medición en CCC Palomas

*

Para el caso del Oleoducto de 6", se tiene proyectado la instalación de un lanzador de diablos en la Planta Deshidratadora Cuichapa. Con coordenadas referidas al sistema UTM:

Tabla 4. Coordenadas de trampa de envío de diablos

Lanzador de diablos

*

De igual manera, se tiene proyectado la instalación de un receptor de diablos en CCC Palomas. Con coordenadas referidas al sistema UTM

Tabla 5. Coordenadas de trampa de recibo de diablos

Receptor de diablos

*

El Oleoducto cuenta con una longitud total de **20.974 km**

Gasoducto de 6"

El punto de origen de la línea regular será la Planta Criogénica de Punto de Rocío y Estación de Compresión Cuichapa, localizada en el Municipio de Moloacán, Veracruz. Con coordenadas referidas al sistema UTM:

Tabla 6. Coordenadas de origen del gasoducto

Origen
Sistema de Medición Planta Criogénica de Punto de Rocío y Estación de Compresión Cuichapa

* COORDENADAS DEL PROYECTO ART. 116 PRIMER PARRAFO DE
LA LGTAIP Y ART. 110 FRACCIÓN I DE LA LETAIP

El punto final de interconexión del gasoducto será la estación SISTRANGAS, localizada en el Municipio de Moloacán, Veracruz. Con coordenadas referidas al sistema UTM:

Tabla 7. Coordenadas de destino del gasoducto

Destino
Sistema de Medición en SISTRANGAS

*

Para el Gasoducto, se tiene proyectado la instalación de un lanzador de diablos en el Área de Trampas de envío. Con coordenadas referidas al sistema UTM:

Tabla 8. Coordenadas de trampa de envío de diablos

Lanzador de diablos

*

De igual manera, se tiene proyectado la instalación de un receptor en el área de trampas de recibos de diablos. Con coordenadas referidas al sistema UTM.

Tabla 9. Coordenadas de trampa de recibo de diablos

Receptor de diablos

*

Es importante mencionar que el inicio del gasoducto donde se pretende instalar una trampa de envío de diablos, corresponde a una instalación que aún no se ha construido, sin embargo, será colocada la interconexión preparada para el momento que se inicie la producción de gas preparado a condiciones comerciales. No se aprecia ninguna instalación existente ya que la planta que procesará el gas aún no se encuentra construida.

El Gasoducto contará con una longitud total de **15.765** km.

Se anexa los planos topográficos del proyecto, en donde se detallan el Oleoducto de 6" y el Gasoducto de 6" dentro del Derecho de Vía, así como sus obras asociadas (**Anexo 4**).

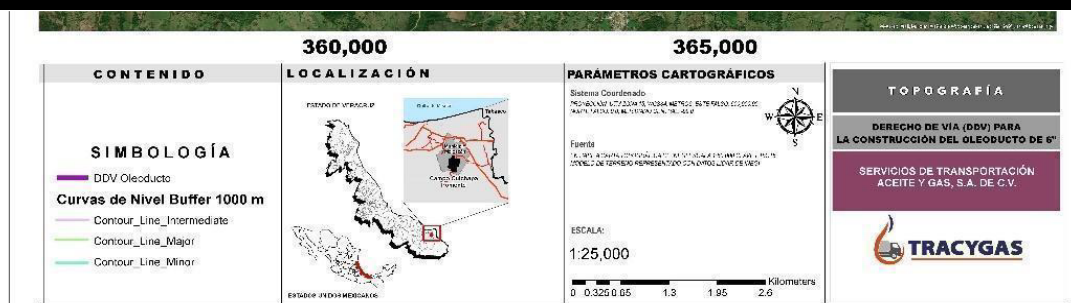


Figura 3. Derecho De Vía (DDV) de 20.974 km para la construcción del oleoducto de 6" y gasoducto de 6".

Además de la superficie del DDV, se requieren realizar el reacondicionamiento de algunos caminos de acceso existentes, a continuación, se presentan su ubicación y se anexarán los puntos de inflexión de cada uno de los caminos a reacondicionar:

Tabla 10. Ubicación de caminos existentes a reacondicionar

CAMINOS EXISTENTES A REHABILITAR					
CAMINOS	INICIO	FIN	ANCHO	DISTANCIA	ÁREA
1	COORDENADAS DEL PROYECTO ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP		6.00	201.00	1,206
2			6.00	1652.00	9,912
3			6.00	2337.00	14,022
4			6.00	372.00	2,232

Se considera un total de 4 caminos existentes a rehabilitar, los cuales tendrán un ancho de 6 metros cada uno; a continuación, se detalla sus cuadros de construcción para pronta referencia.

Por último, se realizará la construcción temporal de algunas plataformas para diversas actividades asociadas a la construcción del DDV del Oleoducto de 6" y del Gasoducto de 6", mismas que se definen como plataformas para maniobras y acopio de materiales y plataformas para cruces direccionales, a continuación, se presenta su ubicación, asociada al DDV.

Tabla 11. Ubicación de plataformas de maniobras.

No.	Coordenadas		Descripción
	X	Y	
1	COORDENADAS DEL PROYECTO ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP		Se adecuara un área de 30x20 metros para maniobras y acopio de materiales.
2			Se adecuara un área de 30x20 metros para maniobras y acopio de materiales.
3			Se adecuara un área de 30x20 metros para maniobras y acopio de materiales.
4			Se adecuara un área de 30x20 metros para maniobras y acopio de materiales.

Tabla 12. Ubicación de las áreas de maniobras.

CUADRO DE CONSTRUCCIÓN AREA DE MANIOBRA GENERAL 01							
Vértice	Lado	Distancia	Y (View-Pre)	X (View-Pre)	Latitud	Longitud	Elevation (m)
M1	M1 AM2	20.00					
M2	M2 AM3	30.01					
M3	M3 AM4	20.00					
M4	M4 AM1	30.01					

CUADRO DE CONSTRUCCIÓN AREA DE MANIOBRA GENERAL 02								
Vértice	Lado	Distancia	X (View Proj)	Y (View Proj)	Latitude	Longitude	Elevation (m)	Rumbo
M5	M5 A M6	20.00						
M6	M6 A M7	30.01						
M7	M7 A M8	20.00						
M8	M8 A M5	30.01						

CUADRO DE CONSTRUCCIÓN AREA DE MANIOBRA GENERAL 03			
Vértice	Lado	Distancia	
M9	M9 A M10	30.01	
M10	M10 A M11	20.00	
M11	M11 A M12	30.01	
M12	M12 A M9	20.00	

CUADRO DE CONSTRUCCIÓN AREA DE MANIOBRA GENERAL 04			
Vértice	Lado	Distancia	
M13	M13 A M14	20.00	
M14	M14 A M15	30.01	
M15	M15 A M16	20.00	
M16	M16 A M13	30.01	

**COORDENADAS DEL PROYECTO ART. 116
PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 110
FRACCIÓN I DE LA LFTAIP**

Tabla 13. Ubicación de las plataformas de cruces horizontales dirigidos.

CUADRO DE CONSTRUCCIÓN PLATAFORMA CRUCE DIRECCIONAL 01 ENTRADA								
Vértice	Lado	Distancia	X (View Proj)	Y (View Proj)	Latitude	Longitude	Elevation (m)	Rumbo
D1	D1 A D2	20.00						
D2	D2 A D3	30.01						
D3	D3 A D4	20.00						
D4	D4 A D1	30.01						

CUADRO DE CONSTRUCCIÓN PLATAFORMA CRUCE DIRECCIONAL 02 ENTRADA			
Vértice	Lado	Distancia	
D5	D5 A D6	20.00	
D6	D6 A D7	30.01	
D7	D7 A D8	20.00	
D8	D8 A D5	30.01	

CUADRO DE CONSTRUCCIÓN PLATAFORMA CRUCE DIRECCIONAL 03 ENTRADA			
Vértice	Lado	Distancia	
D9	D9 A D10	20.00	
D10	D10 A D11	30.01	
D11	D11 A D12	20.00	
D12	D12 A D9	30.01	

CUADRO DE CONSTRUCCIÓN PLATAFORMA CRUCE DIRECCIONAL 04 ENTRADA			
Vértice	Lado	Distancia	
D13	D13 A D14	20.00	
D14	D14 A D15	30.01	
D15	D15 A D16	20.00	
D16	D16 A D13	30.01	

CUADRO DE CONSTRUCCIÓN PLATAFORMA CRUCE DIRECCIONAL 05 ENTRADA			
Vértice	Lado	Distancia	
D17	D17 A D18	30.01	
D18	D18 A D19	20.00	
D19	D19 A D20	30.01	
D20	D20 A D17	20.00	

CUADRO DE CONSTRUCCIÓN PLATAFORMA CRUCE DIRECCIONAL 06 ENTRADA			
Vértice	Lado	Distancia	
D21	D21 A D22	30.01	
D22	D22 A D23	20.00	
D23	D23 A D24	30.01	
D24	D24 A D21	20.00	

**COORDENADAS DEL PROYECTO ART. 116 PRIMER
PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 110 FRACCIÓN I DE LA
LFTAIP**

Es importante mencionar que las plataformas consideradas para maniobras y acopio de materiales y plataformas para cruces horizontales dirigidos, servirán para ambos ductos, tomando en cuenta que para el tendido del oleoducto se usarán 4 áreas de maniobras y 6 plataformas de cruces horizontales dirigidos. Para el gasoducto se usarán 2 áreas de maniobras y 4 plataformas de cruces horizontales dirigidos, en resumen, éstas se tendrá un total de 4 áreas de maniobras y 6 plataformas de cruces horizontales dirigidos, a ser utilizados por ambos ductos respectivamente.

Los puntos de inflexión de cada uno de estos polígonos se definieron como obras provisionales, ya que la afectación será temporal durante la etapa constructiva, la cual solo considera desmonte y despalde, mismas que se incluyen para su referencia en el **Anexo 4.**

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

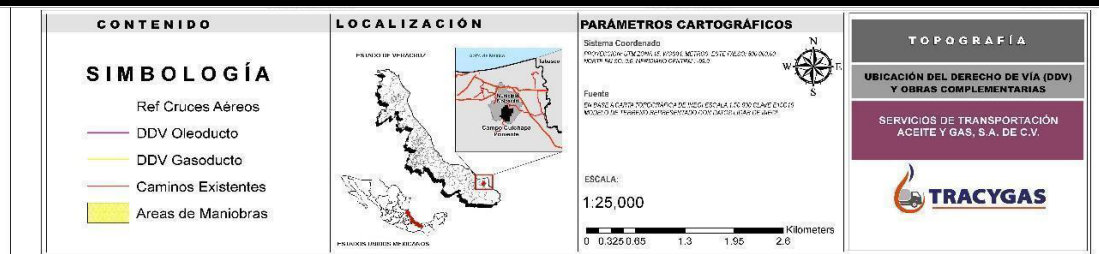


Figura 4. Ubicación del DDV y obras complementarias
 Nota: se anexan las tablas con los puntos de Inflexión del proyecto

Dimensiones del proyecto

Para la construcción del DDV se requiere establecer la superficie que será modificada de forma permanente y que superficie será utilizada de forma temporal, la cual deberá de volver a sus condiciones naturales una vez que se termine el proyecto.

Tabla 14. Desglose de superficie del proyecto

Tipo Superficie	Superficie en m ²
Superficie Total	285,260 m ²
Superficie a Afectar Permanente	251,688 m ² Línea regular (Derecho de vía).
	1,400 m ² trampas de envío y recibo.
Superficie temporal	27,372 m ² Caminos de acceso existentes, a reacondicionar.
	4,800 m ² área de maniobras y plataformas de cruces horizontales dirigidos.

En total se afectarán más de 28.5 hectáreas de superficie para todo el Derecho de vía que alojará la construcción del Oleoducto y del Gasoducto ambos de 6", de las cuales:

- 251,688 m² serán para la línea regular y 1,400 m² para trampas de envío y recibo, que se afectará de manera permanente.
- En el caso de la afectación temporal se consideró 27,372 m² para rehabilitar caminos de acceso existentes y 4,800 m² para las áreas auxiliares y de maniobras.

Condiciones de operación

La tabla 15 muestra las principales condiciones de operación que se utilizarán para el diseño del oleoducto de 6" Ø x 20.974 Km (tubería flexible), de la Planta Deshidratadora Cuichapa a Interconexión con el CCC Palomas.

Tabla 15. Valores estimados de las variables de operación

Variables de operación	Mínimo	Normal	Máximo
Descarga Bombas Planta Deshidratadora Cuichapa			
Presión (kg/cm ²)	21	50	80
Temperatura (°c)	26	30	40
Flujo (bpd)	3,000	10,000	13,000
Llegada a CCC Palomas			
Presión (kg/cm ²)	16	16	16
Temperatura (°c)	26	30	40
Flujo (bpd)	3,000	10,000	13,000

La tabla 16 muestra las principales condiciones de operación que se utilizarán para el diseño del gasoducto de 6" Ø x 15.765 Km (tubería de acero al carbono), de ECO Cuichapa a interconexión con el Sistema Sitrangas.

Tabla 16. Valores estimados de las variables de operación

Variables de operación	Mínimo	Normal	Máximo
Descarga ECO Cuichapa			
Presión (kg/cm ²)	70	76	76
Temperatura (°c)	30	35	40
Flujo (MMPCSD)	8	10	13
Llegada Interconexión Sistrangas			
Presión (kg/cm ²)	68.3	70	72
Temperatura (°c)	28	35	39
Flujo (MMPCSD)	8	10	13

5.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

Para el desarrollo de las actividades de la construcción del OLEODUCTO DE 6" Ø X 20.974 km y el GASODUCTO DE 6" Ø X 15.765 km, se desarrolló un programa general de trabajo en la Tabla 17 y Tabla 18 se plantean las distintas etapas, desde la preparación del sitio y construcción; operación y mantenimiento; desmantelamiento y abandono.

Las distintas etapas del proyecto se describen en las siguientes actividades:

Etapas del proyecto:

- Etapa 1. Preparación del sitio y construcción.
- Etapa 2. Operación y Mantenimiento.
- Etapa 3. Desmantelamiento y abandono.

Tabla 17. Programa General de Trabajo, para el establecimiento del DDV del Oleoducto de 6".

Etapas/Actividades	Oleoducto 6" DN TRACYGAS													2-27	28-30
	Años														
	1														
	Meses														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12			
ETAPA 1: PREPARACIÓN DEL SITIO Y CONSTRUCCIÓN															
Procura de tubería no metálica (oleoducto) de 6" de RTP															
Procura de sistema de medición de crudo, en puntos de envío y recepción															
Procura de trampas de envío y recepción de crudo															
Procura de válvulas, instrumentos, accesorios y sistemas eléctricos															
Gestión de permisos, derechos de vía y contratación superficial															
Reacondicionamiento de caminos de acceso a las áreas de trampa de envío y recepción, así como áreas de maniobra y acopio de materiales															
Transporte de maquinaria y equipos para desmonte y preparación de las áreas de trampa de envío y recepción, así como áreas de maniobra y acopio de materiales															
Desmonte y despalme en áreas de trampas de envío y recepción, así como áreas de maniobra y acopio de materiales															
Corte de terreno, relleno, compactación y nivelación en áreas de trampa de envío y recepción, así como áreas de maniobra y acopio de materiales															
Desmonte y despalme para acondicionamiento del derecho de vía															
Transporte de equipos, tubería, materiales, válvulas y accesorios a sitios de construcción															
Transporte de equipos de medición así como trampas de envío y recepción															
Tendido y alineación de tuberías en derecho de vía															
Excavación de zanja en derecho de vía para colocación de tuberías															
Bajado y pretapado para instalación de cable rastreador y tapado de tuberías															
Prueba hidrostática de tuberías															
Instalación de instrumentación y sistemas eléctricos															
Colocación de señalamientos de ductos y cercado de áreas de trampas de envío y recepción así como áreas de válvulas de seccionamiento															
Cruces aéreos (Instalación de estructuras)															
Movilización de estructuras prefabricadas															
Maniobras de izaje para carga y descarga de estructuras prefabricadas															
Armado en sitio estructuras prefabricadas															
Anclaje y cimentación estructuras prefabricadas															
Perforación horizontal dirigida carretera federal Moloacán, vía férrea y autopista															
Planeación de la trayectoria															
Posicionamiento del equipo															
Perforación piloto															
Ampliación de la perforación															
Instalación y acomodo de oleoducto															
ETAPA 2: OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO															
Supervisión de condiciones de operación en sistemas de medición de envío y recepción (presiones, temperaturas, flujos, etc.)															
Mantenimiento de válvulas de seccionamiento															
Mantenimiento de trampas de envío y recepción															
Mantenimiento y calibración de instrumentos de los sistemas de medición, incluyendo calibración de válvulas PSV															
Corrida de diablos de limpieza e instrumentado															
Inyección de inhibidores de corrosión															
Celaje terrestre para revisión de condiciones															
ETAPA 3: DESMANTELAMIENTO Y ABANDONO DE LAS INSTALACIONES															
Elaboración de programa de actividades de seguridad industrial, seguridad operativa y de protección al medio ambiente.															
Presentación de programa, aprobación y aviso a la autoridad (ASEA)															
Corrida de limpieza e inertización de ductos															
Desmantelamiento de instalaciones superficiales															
Transporte y disposición de materiales															
Saneamiento															
Restauración del sitio															

Tabla 18. Programa General de Trabajo, para el establecimiento del DDV del Gasoducto de 6".

Etapa/Actividades	Gasoducto 6" DN TRACYGAS													2-27	28-30
	Años														
	1														
	Meses														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12			
ETAPA 1: PREPARACIÓN DEL SITIO Y CONSTRUCCIÓN															
Procura de tubería metálica (gasoducto) de 6" de acero al carbón															
Procura de sistema de medición de gas, en puntos de envío y recepción															
Procura de trampas de envío y recepción de gas															
Procura de válvulas, instrumentos, accesorios y sistemas eléctricos															
Gestión de permisos, derechos de vía y contratación superficial															
Reacondicionamiento de caminos de acceso a las áreas de trampa de envío y recepción, así como áreas de maniobra y acopio de materiales															
Transporte de maquinaria y equipos para desmonte y preparación de las áreas de trampa de envío y recepción, así como áreas de maniobra y acopio de materiales															
Desmonte y despalme en áreas de trampas de envío y recepción, así como áreas de maniobra y acopio de materiales															
Corte de terreno, relleno, compactación y nivelación en áreas de trampa de envío y recepción, así como áreas de maniobra y acopio de materiales															
Desmonte y despalme para acondicionamiento del derecho de vía															
Transporte de equipos, tubería, materiales, válvulas y accesorios a sitios de construcción															
Transporte de equipos de medición así como trampas de envío y recepción															
Tendido y alineación de tuberías en derecho de vía															
Excavación de zanja en derecho de vía para colocación de tuberías															
Bajado y pretapado para instalación de cable rastreador y tapado de tuberías															
Prueba hidrostática de tuberías															
Instalación de instrumentación y sistemas eléctricos															
Colocación de señalamientos de ductos y cercado de áreas de trampas de envío y recepción así como áreas de válvulas de seccionamiento															
Cruces aéreos (Instalación de estructuras)															
Movilización de estructuras prefabricadas															
Maniobras de izaje para carga y descarga de estructuras prefabricadas															
Armado en sitio estructuras prefabricadas															
Anclaje y cimentación estructuras prefabricadas															
Perforación horizontal dirigida carretera federal Moloacán y vía férrea															
Planeación de la trayectoria															
Posicionamiento del equipo															
Perforación piloto															
Ampliación de la perforación															
Instalación y acomodo de oleoducto															
ETAPA 2: OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO															
Supervisión de condiciones de operación en sistemas de medición de envío y recepción (presiones, temperaturas, flujos, etc.)															
Mantenimiento de válvulas de seccionamiento															
Mantenimiento de trampas de envío y recepción															
Mantenimiento y calibración de instrumentos de los sistemas de medición, incluyendo calibración de válvulas PSV															
Corrida de diablos de limpieza e instrumentado															
Inspección por secciones de tubería de los ánodos de sacrificio															
Celaje terrestre para revisión de condiciones															
ETAPA 3: DE SMANTELAMIENTO Y ABANDONO DE LAS INSTALACIONES															
Elaboración de programa de actividades de seguridad industrial, seguridad operativa y de protección al medio ambiente.															
Presentación de programa, aprobación y aviso a la autoridad (ASEA)															
Corrida de limpieza e inertización de ductos															
Desmantelamiento de instalaciones superficiales															
Transporte y disposición de materiales															
Saneamiento															
Restauración del sitio															

Etapas 1. Preparación del sitio y construcción.

Etapas de preparación del sitio.

OLEODUCTO DE 6" Ø

Para la Construcción del Oleoducto de 6" fabricado a base de un revestimiento de polietileno extruido de alta densidad, con refuerzo de filamento industrial de poliéster y cubierta de polietileno extruido de alta densidad conforme a la norma API 15S y longitud de 20+974 Km, donde el punto inicial será la descarga de bombas de la Planta Deshidratadora Cuichapa (PD Cuichapa) y como punto final en la interconexión con el Oleoducto de 36" Nudo Cárdenas-CCC Palomas (Centro Comercializador de Crudo Palomas) perteneciente al Sistema de Transporte Aceite Terrestre Sur de Pemex Logística.

Previo a las actividades correspondientes a todo lo relacionado con la preparación del sitio, se realizan las fases de ingeniería conceptual, ingeniería básica, gestión de permisos y preparación de las áreas.

Ingeniería Conceptual

- Acuerdos iniciales del proyecto.
- Bases de Usuario

Ingeniería Básica

- Levantamiento topográfico.
- Cálculo Hidráulico del ducto
- Diagrama de flujo de proceso (DFP).
- Balance de masa y energía.
- Diagramas de tubería e instrumentación (DTI'S).
- Memoria de cálculo de tuberías de proceso.
- Plano de planta del trazo del ducto
- Filosofía de operación del sistema.
- Memoria de cálculo dimensionamiento de capacidad para las bombas
- Hojas de datos de los equipos

Trámites de Gestoría

- Gestoría de Derechos de vía.
- Gestoría Municipal con desarrollo urbano.
- Gestoría Estatal con Secretaría del Medio Ambiente.
- Gestoría Federal con la Secretaría de Medio Ambiente y recursos naturales (ASEA, SENER, CRE y CNH)
- Estudios de Manifiesto de Impacto Ambiental (MIA) modalidad regional, Riesgo Ambiental e Identificación de los peligros y análisis de riesgo del ducto en construcción en los tres niveles de gobierno
- Obtención de terrenos, permisos de construcción y uso de terreno del suelo.

Preparación de las áreas

- Desmonte y despalme.

Desarrollo de la Ingeniería Básica y de Detalle

La actividad se realizará en campo y gabinete para la localización del sitio del proyecto, del trazo en el derecho de vía a construir, y elaboración de los planos de detalle, trazo y perfil. Este proceso consiste en la revisión detallada de las bases de usuario con la finalidad de conocer los requerimientos técnicos del proyecto y en su caso, emitir comentarios o dudas que surjan de esta revisión, recabar toda la información necesaria para efectuar los trabajos, recorrido del derecho de vía, recorrido de instalaciones existentes y levantamientos en campo en general, para determinar las condiciones, criterios de diseño y requerimientos de servicios.

En la realización de las Bases de Diseño se deberán contemplar los requerimientos establecidos en las bases de usuario, incluyendo la normatividad técnica que se aplicará en el desarrollo del proyecto, las cuales corresponden a las mejores prácticas de uso común en la industria petrolera y a lo establecido en la Ley Federal Sobre Metrología y Normalización; el alcance del proyecto y el sistema de seguridad claramente definidos; información suficiente en cantidad y calidad para el diseño del proyecto; ubicación del proyecto tomando en cuenta la seguridad industrial, protección ambiental y condiciones sociales; adecuadas vías de comunicación existentes y por desarrollar; servicios requeridos, como son energía eléctrica, agua y drenajes; disposición y procesamiento adecuado de los residuos producto de la construcción, operación, mantenimiento y abandono del proyecto; selección de tecnologías adecuadas al país; consideración de

materiales y equipos seguros al medio ambiente y al ser humano; consideraciones de futuras ampliaciones y de demanda de servicios.

En cuanto al trazo, este se efectúa en campo, verificando las coordenadas plasmadas en los planos de trazo y perfil, utilizando equipos analógicos digitales para el establecimiento del derecho de vía mediante encalado y estacado, y ubicando posibles ductos o líneas existentes en el derecho de vía con detectores de metal.

ACTIVIDADES INGENIERÍA DE DETALLE

ALCANCE

En la ingeniería de detalle del proyecto intervendrán las siguientes disciplinas: Civil, Mecánica-Tuberías, Instrumentación, Eléctrica. Se elaborarán mediante las siguientes actividades:

Análisis topográfico

- Plano con el perfil topográfico del terreno debidamente escalado para la identificación del relieve, pendientes y orientación del suelo en el que se detallen la o las poligonales (incluyendo las de las obras y/o actividades asociadas y de apoyo, incluso éstas últimas, cuando se pretenda realizarlas fuera del área del predio del proyecto) y colindancias del o de los sitios donde será desarrollado el proyecto

Ingeniería Civil

- Memoria de cálculo y planos de cimentación de bombas.
- Memoria de cálculo y planos de encofrados de potencia para bombas de crudo
- Memoria de cálculo y planos cimentación de patines de medición.
- Memoria de cálculo y planos de cimentación para lanzador y receptor de diablo

Ingeniería de tuberías

- Sistema de tuberías para sistema de bombeo
- Sistema de Tuberías para Lanzador de diablos
- Sistema de Tuberías para receptor de diablos

Ingeniería de Control e instrumentación

- Sistema de medición tipo Coriolis en Planta Deshidratadora Cuichapa.
- Sistema de medición tipo Coriolis en CCC Palomas.

Se planea desarrollar todas las actividades de esta segunda fase en un lapso máximo de 2 meses.

Bases y Criterios disciplina Civil- Estructural

Generalidades

El área de ingeniería civil desarrollará las actividades correspondientes al análisis estructural, elaboración de planos, memorias de cálculo y anexos.

El análisis estructural comprende la determinación de todos los esfuerzos internos que actuarán en la estructura debido a las cargas muertas, vivas y accidentales como sismo y viento, y con ellos diseñar cada uno de los elementos estructurales como son las zapatas de cimentación, mochetas (soportes de concreto para tuberías) y pisos.

Las fuerzas y momentos internos producidos por las acciones a que están sujetas las estructuras se determinarán de acuerdo con los criterios de cargas estáticas y dinámicas a las que serán sometidas las estructuras. El dimensionamiento y el detallado se harán de acuerdo con los criterios relativos a los estados límite de falla y de servicio requeridos conforme a las normas y especificaciones aplicables.

Criterios de diseño

Cargas permanentes (muertas): Se consideran como tal los pesos de todos los elementos constructivos, de los acabados y de todos los elementos que ocupan una posición permanente y tienen un peso que no cambia sustancialmente con el tiempo: peso propio de estructura, peso de equipos, peso propio de tubería, peso de fluidos de tuberías, etc.

Cargas variables (vivas): Son las fuerzas que se producen por el uso y ocupación de las edificaciones y que no tienen carácter permanente: peso propio del personal de operación y mantenimiento, herramientas, materiales de trabajo, estiba de productos, etc.

Cargas accidentales (sismo, viento): Son las cargas de gran magnitud que se presentan esporádicamente como son: sismo, empuje de viento, carga de granizo, explosiones, pruebas hidrostáticas en recipientes y tuberías, etc.

En la mayor parte de las estructuras el análisis se realizará bajo la combinación de carga muerta + carga viva + carga por sismo, debido a que sus alturas y áreas expuestas al viento no son considerables.

En donde sí se tomarán en cuenta los efectos del viento es en el análisis y diseño de algunos soportes estructurales de elevación considerable, debido a que sus alturas son consideradas como críticas por el empuje del viento, como el caso de un nuevo cobertizo para protección del área de bombas de proceso.

MATERIALES

Concreto

El cemento empleado para la elaboración de los concretos para uso estructural deberá cumplir con lo indicado en la norma NMX-C-414-ONNCCE y con lo que se describe a continuación:

Tabla 19. Resistencia del concreto

USO	RESISTENCIA $f'c$ (kg/cm ²)
Plantillas	100
Banquetas	150
Dalas y Castillos	
Pisos	
Firmes	
Guarniciones	200
Trincheras	
Registros	
Dados y Mochetas	250
Cimentaciones	
Estructuras de Concreto	

Acero de Esfuerzo

tabla siguiente:

Tabla 20. Características del acero de refuerzo

Varilla Corrugada	NMX-C-407-ONNCCE-2001
Esfuerzo de fluencia:	$f_y = 4200 \text{ kg/cm}^2$ para varillas #3 al #12
Malla Electrosoldada (sólo en firmes)	NMX-B-290-1988
Esfuerzo de fluencia:	$f_y = 5000 \text{ kg/cm}^2$

Acero Estructural

El acero de refuerzo deberá cumplir con las siguientes características descritas en la tabla siguiente:

Tabla 21. Características del acero estructural

Perfil Estructural	ASTM A-36
Esfuerzo de fluencia:	$F_y = 2530 \text{ kg/cm}^2$
Lámina estructural	Grado A" según ASTM A-446
Esfuerzo de fluencia:	$F_y = 2320 \text{ kg/cm}^2$ como mínimo
Perfil CF Montén doblado en frío	$F_y = 3867 \text{ kg/cm}^2$

El dimensionamiento se efectuará de acuerdo con los criterios relativos a los estados límite de falla, establecidos en los requisitos del reglamento para Concreto Estructural ACI 318-11 y su última actualización.

Las estructuras de concreto se analizarán con métodos que supongan comportamiento elástico. También puede aplicarse el método de análisis al límite, siempre que se compruebe que la estructura tiene suficiente ductilidad y que se eviten fallas prematuras por inestabilidad.

Estudio de mecánica de suelos

Se realizará estudios de mecánica de suelos en las áreas donde se requiera la construcción de cimentaciones para la instalación de nuevos equipos, como lo son la

zona de la trampa de diablos de envío y recibo y el patín de medición de salida y llegada, esto con el objetivo de poder generar recomendaciones previas a los trabajos de construcción.

El estudio de mecánica de suelo deberá contar con la siguiente información:

- Sondeo de muestras utilizando el Método de penetración estándar acorde al ASTM D1586
- Clasificación del suelo mediante ensayos de laboratorio acorde al ASTM D2487
- Estratigrafía y propiedades
- Propuesta de cimentación

Cimentaciones

Las cimentaciones en general se diseñarán de concreto reforzado desplantadas a las profundidades que se recomienda en el estudio de Mecánica de Suelos, tomando en cuenta además la información de topografía, planificación, proyecto arquitectónico de las edificaciones, datos mecánicos y eléctricos de los equipos.

Se tendrá que dimensionar los elementos estructurales (losas, zapatas, etc.) que se requieran en función de los datos proporcionados por el análisis, de tal manera que no se transmitan al terreno esfuerzos de compresión superiores a las capacidades de carga del terreno indicadas en el estudio de Mecánica de Suelos.

Todo lo referente al acero de refuerzo para las zapatas y losas debe cumplir con lo que se especifica en los requisitos del reglamento para Concreto Estructural ACI 318-11 y sus comentarios.

Mortero Expansivo (GROUT) para equipos

El mortero expansivo tendrá un espesor de 2.5 cm como mínimo para el asiento de equipo, columnas y placas de apoyo.

Estructuras

Todas las estructuras deberán revisarse y diseñarse de tal manera que las deformaciones máximas permisibles, agrietamiento, vibraciones o daños que pudieran presentarse en la estructura, no excedan los límites establecidos en los códigos y reglamentos aplicables.

Estructuras Metálicas

Las estructuras metálicas se diseñarán para resistir los esfuerzos producidos por las cargas de diseño especificadas, suponiendo la distribución de momentos de acuerdo con la Teoría Elástica. (Manual AISC edición vigente).

Registros

Para el caso del registro de la fosa de la trampa de diablos (registro) estas serán de concreto reforzado con un $f'c = 200 \text{ kg/cm}^2$ y acero de refuerzo $f_y = 4200 \text{ kg/cm}^2$. La disciplina eléctrica indicará las dimensiones y su ubicación.

Salvo se especifique lo contrario en el diseño detallado, el registro deberá contar con una entrada hombre de al menos $0.80 \times 0.80 \text{ m}$, esta entrada deberá sobresalir del N.P.T. al menos 0.20 m o la proyectada.

BASES Y CRITERIOS DISCIPLINA MECÁNICA-TUBERÍAS

Generalidades

El área de ingeniería de tuberías desarrollará las actividades correspondientes a los análisis de esfuerzos de tuberías, elaboración de planos, memorias de cálculo y anexos.

En general:

Todos los arreglos de las tuberías estarán trazados de tal modo que presente una distribución adecuada, con las trayectorias más apropiadas y cortas posibles. Los accesorios acordes a las normas y especificaciones vigentes con la finalidad de evitar en lo posible altas caídas de presión.

La tubería del tramo superficial que corresponde a los cruces aéreos en cuerpos de agua, las trampas de diablo y a los patines de medición serán de acero al carbón ASTM A-106 Gr.B S/C., mientras que la línea regular enterrada será no metálica de polietileno de alta densidad El cálculo será de acuerdo con el código ASME B31.3 y B31.8.

Los tramos de tubería metálica son los que se enlistan en siguiente tabla:

Tabla 22. Tramos de tubería metálica (cruces aéreos)

CUADRO DE CONSTRUCCIÓN CRUCES DE ARROYOS OLEODUCTO							
Vértice	Lado	Ancho	X (View Proj)	Y (View Proj)	Latitude	Longitute	Elevación
CRUCE AÉREO No. 01							
INICIO	V1 A V2	60.00	COORDENADAS DEL PROYECTO ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP				53.93
FIN	V2 A						51.32
INICIO	V3 A V4	25.00					44.15
FIN	V4 A						43.45
INICIO	V5 A V6	30.21					49.41
FIN	V6 A						46.41
INICIO	V7 A V8	45.00	43.12				
FIN	V8 A		40.94				

CONSIDERACIONES TÉCNICAS POR LAS CUALES REALIZARÁ LA INSTALACIÓN DE LOS TRAMOS DE TUBERÍA METÁLICA EN EL PROYECTO DEL OLEODUCTO.

El proyecto a desarrollar contempla un gasoducto de tubería de acero al carbón y un oleoducto de tubería no metálica dentro de una misma zanja, en el mismo derecho de vía, separados 1 metro de distancia. El proyecto del oleoducto será construido con tubería de polietileno extruido de alta densidad, fabricado bajo la especificación API 15S, mismo que se considera como línea regular enterrada; con la finalidad de garantizar la integridad de las personas, el medio ambiente y evitar que el oleoducto sufra algún sabotaje o acto vandálico, a fin de dar mayor integridad y tolerancia a las condiciones climáticas por estar expuesto el oleoducto, se toma la decisión para la instalación de tubería de acero en las partes aéreas, cuidando los aspectos del numeral 7.2 de la Norma Oficial Mexicana NOM-007-ASEA-2016, Transporte de gas natural, etano y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos.

CONSIDERACIONES TÉCNICAS PARA REALIZAR CRUCES AÉREOS EN CUERPOS DE AGUA.

El proyecto a desarrollar contempla un gasoducto de tubería de acero al carbón y un oleoducto dentro de una zanja, en el mismo derecho de vía, separados 1 metro de distancia. Con la finalidad de garantizar la integridad de las personas, el medio ambiente y evitar algún impacto al medio ambiente, derivado de la excavación y/o trabajos para realizar los cruces de cuerpos de agua, se toma la decisión la realización de cruces aéreos en los arroyos y cuerpos de agua por los que atraviesa el trazo de dichos ductos, mismos que causan el menor impacto al medio ambiente, comparado con otras técnicas, así mismo se da cumplimiento al numeral 7.2 de la Norma Oficial Mexicana NOM-007-

ASEA-2016, Transporte de gas natural, etano y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos.

Los cruces de arroyos se realizarán aéreos, mediante estructura de acero, en esta estructura se considera el cruce del oleoducto y gasoducto en los cruces número 1 y 2, ambos ductos sobre la misma estructura separados 1 metro de paño a paño, la representación se muestra en la siguiente figura, el detalle se encuentra en el anexo II.4 denominado ingeniería de cruces aéreos.

Con la finalidad de no generar ningún impacto ambiental, estas estructuras consideradas para la realización de los cruces aéreos, serán prefabricadas en taller y movilizadas a sitios en cuanto sean requeridas, por tal motivo en sitio solo se realizará la maniobra de izaje, armado, anclaje y cimentación respectivamente, el tiempo de duración d estas actividades será de 2 meses.

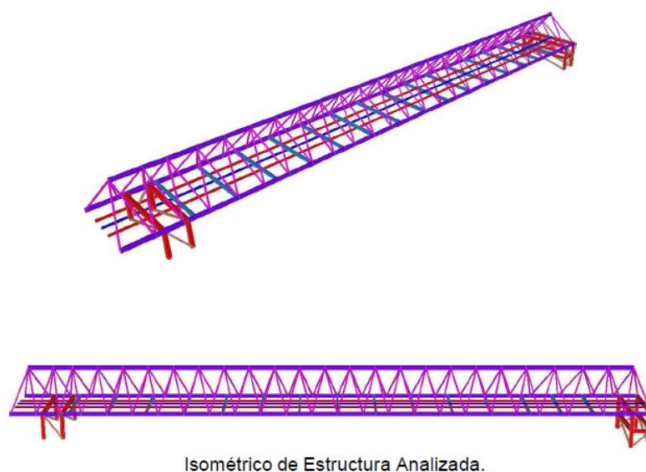


Figura 5. Estructura 1. Cruce aéreo 1 y 2 Oleoducto y Gasoducto

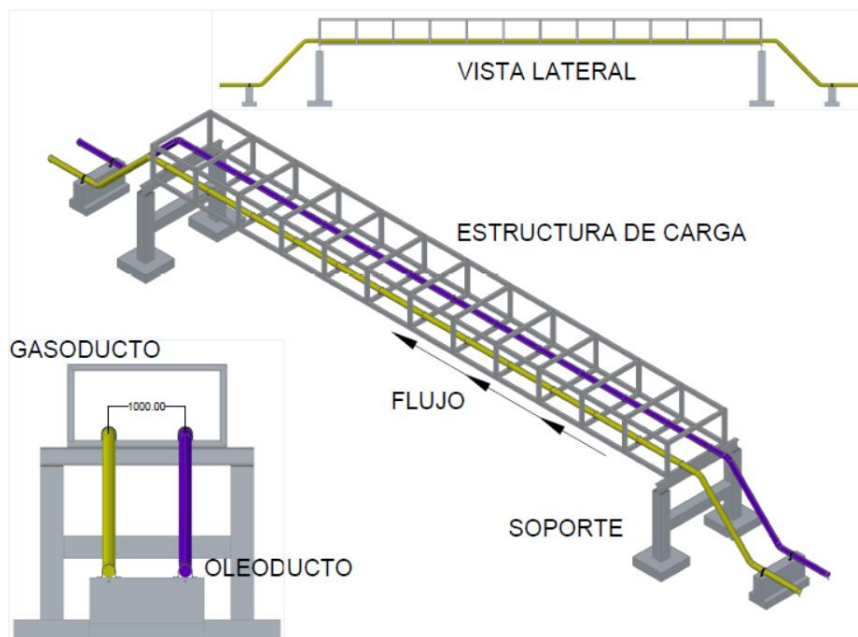


Figura 6. Estructura 2. Cruce aéreo 3 y 4 Oleoducto

Para los primeros dos cruces aéreos de arroyos se realizarán mediante el tipo de estructura 1, debido a que esta se considera más robusta; para los cruces de arroyo 3 y 4 se realizará el tipo de estructura 2, ya que solo será para soportar el oleoducto.

Las dimensiones de todos los accesorios de acero estarán de acuerdo con el estándar ASME/ANSI B16.9, las dimensiones de las bridas estarán conforme al estándar ASME/ANSI B16.5 y estas serán con cara realzada (RF), las conexiones de ramales serán con tee rectas, tee reducciones, weldolets, sockolets según se requiera, los cambios de diámetro serán hechos con reducciones de acuerdo con las especificaciones de tuberías.

Todas las válvulas empleadas en las líneas serán de acero al carbón, accesibles para su correcta operación y mantenimiento, diseñadas y probadas conforme al API 600, 6002, 6D y 598.

Elevaciones y espacios libres

Los arreglos de tuberías y válvulas aéreas (válvulas de seccionamiento) estarán ubicados de tal modo que tengan espacios libres y presenten una distribución adecuada, de manera que no interfieran con otros equipos, tuberías, válvulas y soportes aéreos. La cantidad de válvulas y tramos aéreos vienen listados en la siguiente tabla.

Tabla 23. Listado y ubicación de las válvulas de seccionamiento

UBICACIÓN VÁLVULAS DE SECCIONAMIENTO OLEODUCTO					
Número	X (View Proj)	Y (View Proj)	Latitude	Longitude	Elevación
VS-01-OLD	COORDENADAS DEL PROYECTO ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP				20.49
VS-02-OLD					18.33
VS-03-OLD					17.18
VS-04-OLD					19.63
VS-05-OLD					20.96
VS-06-OLD					23.15

Todos los equipos y válvulas aéreas que requieran mantenimiento tendrán un acceso rápido y libre para una mejor ejecución de operación y mantenimiento con las trayectorias más apropiadas.

Elaboración de planos

Todos los planos e isométricos de tuberías deberán ser totalmente interpretables con una escala y acotadas de manera legible.

Especificación de materiales de tuberías

Las especificaciones de los materiales de tuberías estarán de acuerdo con los productos a manejar, así como con la suficiente resistencia para las presiones y temperaturas a manejar en el proceso. Para la sección metálica se usará material de acero al carbón ASTM A-106 Gr.B S/C. y polietileno de alta densidad en su parte no metálica, mientras que las válvulas serán seleccionadas en base al cumplimiento de las normas API 600, 6002, 6D y 598 en cuanto a su diseño y material.

Tipo de soportes

Toda la tubería será adecuadamente soportada, guiada y anclada de manera que durante su operación no se presenten afectaciones por vibración, deflexión o esfuerzos excesivos sobre la misma línea o equipo a que se conecte.

Cuando sea requerido, la soportaría para este proyecto será a base de dados de concreto (mochetas). Estas se usarán en los tramos de tubería metálica que se encuentren superficiales, como son en la ubicación de las válvulas de seccionamiento y en los cruzamientos aéreos. Las tuberías serán ancladas mediante el uso de medias cañas de poliuretano y abrazaderas tipo omega con recubrimiento anticorrosivo.

Análisis de flexibilidad

Para el caso específico del oleoducto, no se considera realizar estudio de flexibilidad debido a las características del material (polietileno extruido de alta densidad).

BASES Y CRITERIOS DISCIPLINA INSTRUMENTACIÓN

Generalidades

El área de ingeniería de instrumentación cubrirá los requerimientos básicos y generales de diseño, se plantean en términos generales la filosofía que deberá tomarse en cuenta para el diseño de la instrumentación, elaboración de planos, memorias de cálculo, hojas de datos y anexos.

Se considerará toda la instrumentación necesaria en los diferentes equipos o líneas de proceso y servicios auxiliares que implique: regulación de presión, control de sobrepresión, medición de gas de proceso; que serán instalados.

En caso de que algún equipo sea proporcionado con instrumentación, esta deberá cumplir con lo establecido en este documento.

Los equipos de proceso estarán equipados con indicación local de nivel, presión y temperatura, presión diferencial, según se requiera, para el monitoreo local de estas variables de proceso.

Simbología e identificación

Para la simbología y la identificación de los instrumentos se emplearán los estándares de la Norma ISA actualizados.

Indicadores de presión (manómetros)

Se utilizarán para la medición local de presión en los diferentes equipos, líneas de proceso y servicios considerando las siguientes características:

La gama de los manómetros se seleccionará de tal forma que la presión normal de operación se encuentre entre el 40% y el 60% del total de la escala y el 90% de la escala total para la máxima presión de proceso. Deberán cumplir como mínimo con las siguientes características:

- Montaje Local.
- Todas las conexiones bridadas o roscadas serán de acuerdo a los estándares ANSI.
- Elemento sensor tipo bourdon, en acero inoxidable 316L.
- Ventana de cristal inastillable.
- Conexión a proceso 1/2" NPT o inferior, en acero inoxidable 316L.
- Carátula 4-1/2" Ø, color blanco con caracteres negros.
- Escala dual (psig & kg/cm²)
- Mecanismo en acero Inoxidable 316
- Exactitud +/- 1%.

Válvulas de seguridad (PSV)

Se utilizarán válvulas convencionales en los filtros de canasta que se ubican aguas arriba del patín de medición a la salida de la batería de separación y a la llegada a CCC Palomas, así como en las trampas de diablo de envío y recibo, estas estarán graduadas a la presión máxima de operación en cada caso y serán conectadas a un sistema de drenes. Para el dimensionamiento de las válvulas de seguridad será de acuerdo con los estándares API 521, ASME sección VIII, Div. 1, y los siguientes criterios:

- Deberán cumplir en general con las siguientes características:
- Todas las conexiones roscadas serán de acuerdo a los estándares ANSI.
- Tipo: convencional
- Libraje y tipo de conexiones: bridada, 150#.
- Material del cuerpo acero al carbón o bronce.
- Material de los interiores: acero inoxidable 316
- Material de los asientos: teflón
- Pilotos: cuerpo acero inoxidable; internos acero inoxidable 316; asientos: teflón

Trazo y levantamiento topográfico

Es importante determinar en campo el área en la que se localizará el proyecto, así como el trazo por el que pasará el proyecto en estudio, mediante la colocación de estacas para efectos de identificación de flora y fauna, así como para la realización del desmonte y despalme.

Se realizará el siguiente procedimiento: Se centrará, nivelará y visará un punto de referencia con el tránsito de un punto sobre tangente. Se reflexionará a 90° hacia la

izquierda y derecha para determinar las dos líneas laterales. Se dejará balizado y estacado sobre las dos líneas del límite del derecho de vía.

Durante esta etapa, las actividades de trazo y levantamiento topográfico se impactarán en forma directa sobre la vegetación, debido a la necesidad de retirar la maleza y vegetación para indicar los estacados y estaciones.

Procura de materiales

La procura de materiales se realizará por parte de la empresa de TRACYGAS, la contratista encargada de los trabajos, proveerá los servicios para la construcción de la obra civil y mecánica se realizará de acuerdo con sistemas de calidad implantados en la empresa para verificar en cualquier momento la calidad de los materiales utilizados, su certificación, marcaje y seguimiento de cualquier material empleado en la obra, redundando en beneficio de la confiabilidad de operación del Oleoducto en base a las políticas de calidad que exige Servicios de Transportación Aceite y Gas (TRACYGAS) a los contratistas.

Transporte de maquinaria y equipo de trabajo

El transporte de materiales, maquinaria y equipo de trabajo se realizará mediante tractocamión con cama baja Low – boy para el traslado de maquinaria como retroexcavadoras, y con Camioneta 350 para el traslado de máquinas de soldar, herramientas, personal y materiales diversos.

Desmonte y despalme

El derecho de vía a analizar de acuerdo a la NOM-007-ASEA-2016 y a las DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, para el transporte terrestre por medio de Ductos de Petróleo, Petrolíferos y Petroquímicos, para el Oleoducto del kilómetro 0+000 al 20+974 Km con un DDV de 12 metros de ancho.

El material producto del despalme, se depositará en lugares estratégicos para su posterior utilización en los arropes de taludes y terraplenes.

Los trabajos de despalme y desmonte de la superficie se realizarán con maquinaria y de forma manual, respectivamente.

El desmonte es la remoción de la vegetación existente en el derecho de vía, en las áreas que se destinan a instalaciones, con el objeto de eliminar la presencia de material vegetal, y así mejorar la visibilidad. El desmonte comprenderá:

- Tala que consistirá en cortar los arbustos aislados encontrados en las áreas de cultivos agrícolas y pastizales.
- Roza, que consistirá en cortar y retirar la maleza, hierba, zacate o residuos de siembras.
- Desenraice, que consistirá en sacar los troncos o tocones con o sin raíces.
- Limpieza y disposición final, que consistirá en retirar el producto del desmonte.

El despalme consistirá en excavar 5 a 10 centímetros del suelo natural mediante maquinaria, desalojando la capa superficial del terreno natural que por sus características no sea adecuada para la construcción. Se despalmará a lo largo de los 20.974 km de longitud y 12 metros de ancho del derecho de vía, colocando el producto del despalme al lado contrario de donde se ubicará el producto de la excavación y dentro de los límites del área del derecho de vía. El material producto del despalme, se almacenará temporalmente para su posterior utilización en el arroyo del Oleoducto.

Para el desarrollo del proyecto se utilizarán las terracerías de acceso ya existentes, para el abastecimiento de servicios sanitarios, la empresa contratista se apoyará en letrinas portátiles y para los servicios de alimentación se tomará apoyo de las localidades más cercanas. No se contempla la instalación de campamentos para el alojamiento de personal. Tanto las letrinas portátiles como las áreas de almacenamiento de materiales y equipo se desplazarán del sitio donde se construya el trazo del Oleoducto.

GASODUCTO DE 6" Ø

Se proyecta la construcción de un gasoducto para transporte de gas natural (fase vapor o gas) en condiciones comerciales cumpliendo con la norma NOM-001-SECRE-2010, origen Planta de Tratamiento de Gas Cuichapa, Interconexión gasoducto de 48" Cactus-San Fernando, Est.2 Las Choapas-Est.3 Chinameca, perteneciente al Sistema SISTRANGAS; nombre: Gasoducto Planta de Tratamiento de Gas Cuichapa – Interconexión gasoducto de 48" Cactus-San Fernando, Est.2 Las Choapas-Est.3 Chinameca (GSD-PTGC-48CSF-001), diámetro 6", ubicado en el municipio de

Moloacán, Veracruz. NOM-007-ASEA-2016, Transporte de gas natural, etano y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos.

Las actividades de la fase 1 corresponde a todo lo relacionado con la preparación del sitio y construcción, para esto se realizará previamente las fases de ingeniería conceptual, ingeniería básica, gestoría de permisos y preparación de las áreas. Durante esta fase, se llevarán a cabo las siguientes actividades:

Ingeniería Conceptual:

- Acuerdos iniciales del proyecto.
- Bases de Usuario

Ingeniería Básica

- Levantamiento topográfico.
- Cálculo Hidráulico del ducto
- Diagrama de flujo de proceso (DFP).
- Balance de masa y energía.
- Diagramas de tubería e instrumentación (DTI's).
- Memoria de cálculo de tuberías de proceso.
- Plano de planta del trazo del ducto.
- Filosofía de operación del sistema.
- Hojas de datos de los materiales

Trámites de Gestoría:

- Gestoría de derechos de vía.
- Gestoría Municipal con desarrollo urbano.
- Gestoría Estatal con secretaría del medio ambiente.
- Gestoría Federal, Secretaría de Medio Ambiente y recursos naturales (ASEA, SENER, CRE y CNH)
- Estudios de Manifiesto de Impacto Ambiental (MIA) modalidad particular y Estudio de Riesgo Ambiental para el sector hidrocarburos.
- Obtención de terrenos y permisos de construcción.

Preparación de las áreas:

- Desmonte y despalde.

Desarrollo de la Ingeniería Básica y de Detalle

Esta actividad se realizará en campo y gabinete para la localización del sitio del proyecto, del trazo en el derecho de vía a construir, y elaboración de los planos de detalle, trazo y perfil. Este proceso consiste en la revisión detallada de las bases de usuario con la finalidad de conocer los requerimientos técnicos del proyecto y en su caso, emitir comentarios o dudas que surjan de esta revisión, recabar toda la información necesaria para efectuar los trabajos, recorrido del derecho de vía, recorrido de instalaciones existentes y levantamientos en campo en general, para determinar las condiciones, criterios de diseño y requerimientos de servicios.

En la realización de las Bases de Diseño se deberán contemplar los requerimientos establecidos en las bases de usuario, incluyendo la normatividad técnica que se aplicará en el desarrollo del proyecto, las cuales corresponden a las mejores prácticas de uso común en la industria petrolera y a lo establecido en la Ley Federal Sobre Metrología y Normalización; el alcance del proyecto y el sistema de seguridad claramente definidos; información suficiente en cantidad y calidad para el diseño del proyecto; ubicación del proyecto tomando en cuenta la seguridad industrial, protección ambiental y condiciones sociales; adecuadas vías de comunicación existentes y por desarrollar; servicios requeridos, como son energía eléctrica, agua y drenajes; disposición y procesamiento adecuado de los residuos producto de la construcción, operación, mantenimiento y abandono del proyecto; selección de tecnologías adecuadas al país; consideración de materiales y equipos seguros al medio ambiente y al ser humano; consideraciones de futuras ampliaciones y de demanda de servicios.

En cuanto al trazo, este se efectúa en campo, verificando las coordenadas plasmadas en los planos de trazo y perfil, utilizando equipos analógicos digitales para el establecimiento del derecho de vía mediante encalado y estacado, y ubicando posibles ductos o líneas existentes en el derecho de vía con detectores de metal.

INGENIERÍA DE DETALLE

ALCANCE

Las actividades de la fase 2 corresponde a todo lo relacionado con la ingeniería de detalle del proyecto, en la cual intervienen las siguientes disciplinas: Civil, Mecánica-Tuberías, Instrumentación, durante esta fase, se elaborarán las siguientes actividades:

Ingeniería Civil

- Memoria de cálculo y planos cimentación de patines de medición.
- Memoria de cálculo y planos de cimentación para lanzador y receptor de diablo

Ingeniería de tuberías

- Sistema de Tuberías para Lanzador de diablos
- Sistema de Tuberías para receptor de diablos

Ingeniería de Control e instrumentación

- Sistema de medición tipo Ultrasónico en Planta de Tratamiento de Gas Cuichapa.
- Sistema de medición tipo Ultrasónico en sistema SISTRANGAS

BASES Y CRITERIOS DISCIPLINA CIVIL- ESTRUCTURAL

Generalidades

El área de ingeniería civil desarrollará las actividades correspondientes al análisis estructural, elaboración de planos, memorias de cálculo y anexos.

El análisis estructural comprende la determinación de todos los esfuerzos internos que actuarán en la estructura debido a las cargas muertas, vivas y accidentales como sismo y viento, y con ellos diseñar cada uno de los elementos estructurales como son las zapatas de cimentación, machetas (soportes de concreto para tuberías) y pisos.

Las fuerzas y momentos internos producidos por las acciones a que están sujetas las estructuras se determinarán de acuerdo con los criterios de cargas estáticas y dinámicas a las que serán sometidas las estructuras. El dimensionamiento y el detallado se harán

de acuerdo con los criterios relativos a los estados límite de falla y de servicio requeridos conforme a las normas y especificaciones aplicables.

Criterios de diseño

Cargas permanentes (muertas): Se consideran como tal los pesos de todos los elementos constructivos, de los acabados y de todos los elementos que ocupan una posición permanente y tienen un peso que no cambia sustancialmente con el tiempo: peso propio de estructura, peso de equipos, peso propio de tubería, peso de fluidos de tuberías, etc.

Cargas variables (vivas): Son las fuerzas que se producen por el uso y ocupación de las edificaciones y que no tienen carácter permanente: peso propio del personal de operación y mantenimiento, herramientas, materiales de trabajo, estiba de productos, etc.

Cargas accidentales (sismo, viento): Son las cargas de gran magnitud que se presentan esporádicamente como son: sismo, empuje de viento, carga de granizo, explosiones, pruebas hidrostáticas en recipientes y tuberías, etc.

En la mayor parte de las estructuras el análisis se realizará bajo la combinación de carga muerta + carga viva + carga por sismo, debido a que sus alturas y áreas expuestas al viento no son considerables.

En donde sí se tomarán en cuenta los efectos del viento es en el análisis y diseño de algunos soportes estructurales de elevación considerable, debido a que sus alturas son consideradas como críticas por el empuje del viento, como el caso de un nuevo cobertizo para protección del área de bombas de proceso.

MATERIALES

Concreto

El cemento empleado para la elaboración de los concretos para uso estructural deberá cumplir con lo indicado en la norma NMX-C-414-ONNCCE y con lo que se describe a continuación:

Tabla 24. Resistencia del concreto

USO	RESISTENCIA $f'c$ (kg/cm ²)
Plantillas	100
Banquetas	150
Dalas y Castillos	
Pisos	
Firmes	
Guarniciones	200
Trincheras	
Registros	
Dados y Mochetas	
Cimentaciones	250
Estructuras de Concreto	

Acero de esfuerzo

El acero de refuerzo deberá cumplir con las siguientes características descritas en la tabla 25:

Tabla 25. Características del acero de refuerzo

Varilla Corrugada	NMX-C-407-ONNCCE-2001
Esfuerzo de fluencia:	$f_y = 4200 \text{ kg/cm}^2$ para varillas #3 al #12
Malla Electrosoldada (sólo en firmes)	NMX-B-290-1988
Esfuerzo de fluencia:	$f_y = 5000 \text{ kg/cm}^2$

Acero estructural

El acero de refuerzo deberá cumplir con las siguientes características descritas en la tabla siguiente:

Tabla 26. Características del acero estructural

Perfil Estructural	ASTM A-36
Esfuerzo de fluencia:	$F_y = 2530 \text{ kg/cm}^2$
Lámina estructural	Grado A" según ASTM A-446
Esfuerzo de fluencia:	$F_y = 2320 \text{ kg/cm}^2$ como mínimo
Perfil CF Montén doblado en frío	$F_y = 3867 \text{ kg/cm}^2$

El dimensionamiento se efectuará de acuerdo con los criterios relativos a los estados límite de falla, establecidos en los requisitos del reglamento para Concreto Estructural ACI 318-11 y sus comentarios.

Las estructuras de concreto se analizarán con métodos que supongan comportamiento elástico. También puede aplicarse el método de análisis al límite, siempre que se compruebe que la estructura tiene suficiente ductilidad y que se eviten fallas prematuras por inestabilidad.

Estudio de mecánica de suelos

Se realizará estudios de mecánica de suelos en las áreas donde se requiera la construcción de cimentaciones para la instalación de nuevos equipos, como lo son la zona donde se ubicarán las trampas de diablos de envío y recibo y el patín de medición de salida y llegada, esto con el objetivo de poder generar recomendaciones previas a los trabajos de construcción.

El estudio de mecánica de suelo deberá contar con la siguiente información:

- Sondeo de muestras utilizando el Método de penetración estándar acorde al ASTM D1586
- Clasificación del suelo mediante ensayos de laboratorio acorde al ASTM D2487
- Estratigrafía y propiedades
- Propuesta de cimentación

Cimentaciones

Las cimentaciones en general se diseñarán de concreto reforzado desplantadas a las profundidades que se recomienda en el estudio de Mecánica de Suelos, tomando en cuenta además la información de topografía, planificación, proyecto arquitectónico de las edificaciones, datos mecánicos y eléctricos de los equipos.

Se tendrá que dimensionar los elementos estructurales (losas, zapatas, etc.) que se requieran en función de los datos proporcionados por el análisis, de tal manera que no se transmitan al terreno esfuerzos de compresión superiores a las capacidades de carga del terreno indicadas en el estudio de Mecánica de Suelos.

Todo lo referente al acero de refuerzo para las zapatas y losas debe cumplir con lo que se especifica en los requisitos del reglamento para Concreto Estructural ACI 318-11 y sus comentarios.

Mortero expansivo (GROUT) para equipos

El mortero expansivo tendrá un espesor de 2.5 cm como mínimo para el asiento de equipo, columnas y placas de apoyo.

Estructuras

Todas las estructuras deberán revisarse y diseñarse de tal manera que las deformaciones máximas permisibles, agrietamiento, vibraciones o daños que pudieran presentarse en la estructura, no excedan los límites establecidos en los códigos y reglamentos aplicables.

Estructuras metálicas

Las estructuras metálicas se diseñarán para resistir los esfuerzos producidos por las cargas de diseño especificadas, suponiendo la distribución de momentos de acuerdo con la Teoría Elástica. (Manual AISC edición vigente).

Registros

Serán de concreto reforzado con un $f'c = 200 \text{ kg/cm}^2$ y acero de refuerzo $f_y = 4200 \text{ kg/cm}^2$. La disciplina eléctrica indicará las dimensiones y su ubicación. Salvo se especifique lo contrario en el diseño detallado, el registro deberá contar con una entrada hombre de al menos $0.80 \times 0.80 \text{ m}$, esta entrada deberá sobresalir del N.P.T. al menos 0.20 m o la proyectada.

BASES Y CRITERIOS DISCIPLINA MECÁNICA-TUBERÍAS

Generalidades

El área de ingeniería de tuberías desarrollará las actividades correspondientes a los análisis de esfuerzos de tuberías, elaboración de planos, memorias de cálculo y anexos. En general:

Todos los arreglos de las tuberías estarán trazados de tal modo que presente una distribución adecuada, con las trayectorias más apropiadas y cortas posibles. Los accesorios acordes a las normas y especificaciones vigentes con la finalidad de evitar en lo posible altas caídas de presión.

La tubería para las líneas de proceso y servicios serán de acero al carbón ASTM A-106 Gr.B S/C. El cálculo será de acuerdo con el código ASME B31.3 y B31.8.

Las dimensiones de todos los accesorios de acero estarán de acuerdo con el estándar ASME/ANSI B16.9, las dimensiones de las bridas estarán conforme al estándar ASME/ANSI B16.5 y estas serán con cara realzada (RF), las conexiones de ramales serán con tee rectas, tee reducciones, weldolets, sockolets según se requiera, los cambios de diámetro serán hechos con reducciones de acuerdo con las especificaciones de tuberías.

Todas las válvulas empleadas en las líneas serán de acero al carbón, accesibles para su correcta operación y mantenimiento, diseñadas y probadas conforme al API 600, 6002, 6D y 598.

Elevaciones y espacios libres

Los arreglos de tuberías y válvulas aéreas (válvulas de seccionamiento) estarán ubicados de tal modo que tengan espacios libres y presenten una distribución adecuada, de manera que no interfieran con otros equipos, tuberías, válvulas y soportes aéreos. La cantidad de válvulas y tramos aéreos vienen listados en la siguiente tabla:

Tabla 27. Listado y ubicación de las válvulas de seccionamiento

UBICACIÓN VÁLVULAS DE SECCIONAMIENTO GASODUCTO					
Número	X (View Proj)	Y (View Proj)	Latitude	Longitude	Elevación
VS-01-GDO	COORDENADAS DEL PROYECTO ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP				20.21
VS-02-GDO					18.42
VS-03-GDO					17.02
VS-04-GDO					19.75

Todos los equipos y válvulas aéreas que requieran mantenimiento tendrán un acceso rápido y libre para una mejor ejecución de operación y mantenimiento con las trayectorias más apropiadas.

Elaboración de planos

Todos los planos e isométricos de tuberías deberán ser totalmente interpretables con una escala y acotadas de manera legible.

Especificación de materiales de tuberías

Las especificaciones de los materiales de tuberías estarán de acuerdo con los productos a manejar, así como con la suficiente resistencia para las presiones y temperaturas a manejar en el proceso. Se usará material de acero al carbón ASTM-106 Gr.B S/C, mientras que las válvulas serán seleccionadas en base al cumplimiento de las normas API 600, 6002, 6D y 598 en cuanto a su diseño y material

Tipo de soportes

Toda la tubería será adecuadamente soportada, guiada y anclada de manera que durante su operación no se presenten afectaciones por vibración, deflexión o esfuerzos excesivos sobre la misma línea o equipo a que se conecte.

Cuando sea requerido, la soportaría para este proyecto será a base de dados de concreto (mochetas). Estas se usarán en los tramos de tubería superficiales, como en las válvulas de seccionamiento y tramos a la llegada de las trampas de diablo y patín de medición. Las tuberías serán ancladas mediante el uso de medias cañas de poliuretano y abrazaderas tipo omega con recubrimiento anticorrosivo. El detalle de los soportes se encuentra en el documento 51521-K-ESP-001 REV.0.

Análisis de flexibilidad

Solamente se realizará el análisis de flexibilidad en la tubería cuando así sea requerido acorde a la tabla "Guide for Analysis of Carbon Steel or Low and Intermediate Alloy Steel" del ASME B31.3, en caso contrario se seguirá el espacio recomendado de entre soportes de tuberías a misma norma. El análisis de flexibilidad para el gasoducto se detalla en el documento 51521-X-CAL-001.

BASES Y CRITERIOS DISCIPLINA INSTRUMENTACIÓN

Generalidades

El área de ingeniería de instrumentación cubrirá los requerimientos básicos y generales de diseño, se plantean en términos generales la filosofía que deberá tomarse en cuenta para el diseño de la instrumentación, elaboración de planos, memorias de cálculo, hojas de datos y anexos.

Se considerará toda la instrumentación necesaria en los diferentes equipos o líneas de proceso y servicios auxiliares que implique: regulación de presión, control de sobrepresión, medición de gas de proceso; que serán instalados.

En caso de que algún equipo sea proporcionado con instrumentación, esta deberá cumplir con lo establecido en este documento.

Los equipos de proceso estarán equipados con indicación local de nivel, presión y temperatura, presión diferencial, según se requiera, para el monitoreo local de estas variables de proceso.

Simbología e identificación

Para la simbología e identificación de los instrumentos se emplearán los estándares de la Norma ISA actualizados.

Indicadores de Presión (Manómetros)

Se utilizarán para la medición local de presión en los diferentes equipos, líneas de proceso y servicios considerando las siguientes características:

La gama de los manómetros se seleccionará de tal forma que la presión normal de operación se encuentre entre el 40% y el 60% del total de la escala y el 90% de la escala total para la máxima presión de proceso. Deberán cumplir como mínimo con las siguientes características:

- Montaje Local.
- Todas las conexiones bridadas o roscadas serán de acuerdo a los estándares ANSI.
- Elemento sensor tipo bourdon, en acero inoxidable 316L.
- Ventana de cristal inastillable.

- Conexión a proceso ½" NPT o inferior, en acero inoxidable 316L.
- Carátula 4-1/2" Ø, color blanco con caracteres negros.
- Escala dual (psig & kg/cm²)
- Mecanismo en acero Inoxidable 316
- Exactitud +/- 1%.

Válvulas de Seguridad (PSV)

Se utilizarán válvulas convencionales en los filtros de canasta que se ubican aguas arriba del de medición a la salida de la planta de gas y a la llegada a SISTRANGAS, así como en las trampas de diablo de envío y recibo, estas estarán graduadas a la presión máxima de operación en cada caso y serán conectadas a un sistema de drenes. Para el dimensionamiento de las válvulas de seguridad será de acuerdo con los estándares API 521, ASME sección VIII, Div. 1, y los siguientes criterios:

- Deberán cumplir en general con las siguientes características:
- Todas las conexiones roscadas serán de acuerdo a los estándares ANSI.
- Tipo: convencional
- Libraje y tipo de conexiones: bridada, 150#.
- Material del cuerpo acero al carbón o bronce.
- Material de los interiores: acero inoxidable 316
- Material de los asientos: teflón
- Pilotos: cuerpo acero inoxidable; internos acero inoxidable 316; asientos: teflón

Condiciones para el diseño

A continuación, se mencionan las condiciones de flujo tomadas para el diseño del gasoducto:

Tabla 28. Condiciones de flujo

Flujo de gas	
Tipo de flujo	Cantidad (MMPCD)
Flujo máximo	13
Flujo normal	10
Flujo mínimo	8

A continuación, se mencionan las condiciones de presión tomadas para el diseño del gasoducto:

Tabla 29. Condiciones de presión

Presión	
Tipo de presión	Cantidad (kg/cm2)
Presión máxima de operación	76
Presión de diseño	80
Presión normal	76
Presión mínima	70

A continuación, se mencionan las condiciones de temperatura tomadas para el diseño del gasoducto:

Tabla 30. Condiciones de temperatura

Temperatura	
Tipo de temperatura	Cantidad (°C)
Temperatura máxima de operación	40
Temperatura de diseño	40
Temperatura normal	35
Temperatura mínima	30

DIMENSIONAMIENTO

Para el diseño del gasoducto, se tomarán como bases las condiciones de velocidades recomendadas para flujo en tuberías acorde al API RP 14E, así como el diseño de los sistemas de tuberías en cumplimiento con las recomendaciones del ASME B31.8. En cuanto al derecho de vía se considera una longitud de 12 metros de ancho a todo lo largo del gasoducto, esto basado en la norma la NOM-007-ASEA-2016.

EQUIPOS

Recipientes a presión

El lanzador de diablos (TDE-03) y el receptor de diablos (TDR-04), serán construidos en acero al carbón ASTM-A106 Gr.B y tomando los criterios de construcción acorde al código ASME Sección VIII división 1, además deberá contar con todos los aditamentos de seguridad e instrumentación necesarios para su correcta operación. Adicionalmente, se deberá evaluar acorde a la NOM-020-STPS-2008 para determinar el tipo de categoría del equipo para así determinar si se requiere generar su licencia de funcionamiento ante la Secretaría del Trabajo y Previsión Social.

Trazo y levantamiento topográfico

Es importante determinar en campo el área en la que se localizará el proyecto, así como el trazo por el que pasará el proyecto en estudio, mediante el estacado, para efectos de identificación de flora y fauna, así como para la realización del desmonte y despálme.

Se realizará el siguiente procedimiento: Se centrará, nivelará y visará un punto de referencia con el tránsito de un punto sobre tangente. Se reflexionará a 90° hacia la izquierda y derecha para determinar las dos líneas laterales. Se dejará balizado y estacado sobre las dos líneas del límite del derecho de vía.

Durante esta etapa, las actividades de trazo y levantamiento topográfico se impactarán en forma directa sobre la vegetación, debido a la necesidad de retirar la maleza y vegetación para indicar los estacados y estaciones.

Adquisición de materiales

La adquisición de materiales por parte de la empresa contratista encargada de los trabajos, se realizará de acuerdo con sistemas de calidad implantados en la empresa para verificar en cualquier momento la calidad de los materiales utilizados, su certificación, marcaje y seguimiento de cualquier material empleado en la obra, redundando en beneficio de la confiabilidad de operación del gasoducto en base a las políticas de calidad que exige Servicios de Transportación Aceite y Gas (TRACYGAS) a los contratistas.

Las actividades de aplicación de la protección anticorrosiva para conformar el gasoducto se realizarán en planta del proveedor; la protección anticorrosiva de los extremos del ducto y lastrado (en caso de que aplique) se realiza en campo, bajo la supervisión del contratista y TRACYGAS.

Transporte de maquinaria y equipo de trabajo

El transporte de materiales, maquinaria y equipo de trabajo se realizará mediante tractocamión con cama baja Low – boy para el traslado de maquinaria como retroexcavadoras, y con Camioneta 350 para el traslado de máquinas de soldar, herramientas, personal y materiales diversos.

Desmonte y despalme

El derecho de vía a analizar de acuerdo NOM-007-ASEA-2016, Transporte de gas natural, etano y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos, y a las DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, para el transporte terrestre por medio de Ductos de Petróleo, Petrolíferos y Petroquímicos, para el gasoducto del kilómetro 0+000 al 15+765 con DDV de 12 metros de ancho.

El material producto del despalme, se depositará en lugares estratégicos para su posterior utilización en los arropes de taludes y terraplenes.

Los trabajos de despalme y desmonte de la superficie se realizarán con maquinaria y de forma manual, respectivamente.

El desmonte es la remoción de la vegetación existente en el derecho de vía, en las áreas que se destinan a instalaciones, con el objeto de eliminar la presencia de material vegetal, y así mejorar la visibilidad.

El desmonte comprenderá:

- Tala que consistirá en cortar los arbustos aislados encontrados en las áreas de cultivos agrícolas, y pastizales.
- Roza, que consistirá en cortar y retirar la maleza, hierba, zacate o residuos de siembras.
- Desenraice, que consistirá en sacar los troncos o tocones con o sin raíces.
- Limpieza y disposición final, que consistirá en retirar el producto del desmonte.

Despalme: El despalme consistirá en excavar 5 a 10 centímetros del suelo natural mediante maquinaria, desalojando la capa superficial del terreno natural que por sus características no sea adecuada para la construcción. Se despalmará a lo largo y ancho del derecho de vía, colocando el producto del despalme al lado contrario donde se ubicará el producto de la excavación y dentro de los límites del área del derecho de vía. El material producto del despalme, se almacenará temporalmente para su posterior utilización en el arripe del Gasoducto.

Para el desarrollo del proyecto se utilizarán las terracerías de acceso ya existentes, para el abastecimiento de servicios sanitarios, la empresa contratista se apoyará en letrinas portátiles y para los servicios de alimentación se tomará apoyo de las localidades más cercanas. No se contempla la instalación de campamentos para el alojamiento de personal. Tanto las letrinas portátiles como las áreas de almacenamiento de materiales y equipo se desplazarán del sitio donde se construya el trazo del Gasoducto.

Etapas de construcción

OLEODUCTO DE 6" Ø

Para la Construcción del Oleoducto de 6" fabricada a base de un revestimiento de polietileno extruido de alta densidad, un refuerzo de filamento industrial de poliéster y cubierta de polietileno extruido de alta densidad conforme a la norma API 15S y longitud de 20+974 Km, donde el punto inicial será la descarga de bombas de la Planta Deshidratadora Cuichapa (PD Cuichapa) y como punto final en la interconexión con el Oleoducto de 36" Nudo Cárdenas-CCC Palomas (Centro Comercializador de Crudo Palomas) perteneciente Al Sistema de Transporte Terrestre Sur de Pemex Logística, se realizará de acuerdo con las bases de diseño e incluirá lo siguiente:

1. El Oleoducto será subterráneo en el tramo comprendido en la acometida de salida del área de trampas de envío de diablos en la PD Cuichapa, hasta la llegada a la trampa de recibo de diablos en la interconexión con el Oleoducto de 36" Nudo Cárdenas-CCC Palomas.
2. El Oleoducto no incluirá protección catódica, protección anticorrosiva y mecánica en todo su trayecto, derivado de que el material del oleoducto es fabricado a base de un revestimiento de polietileno extruido de alta densidad, un refuerzo de filamento industrial de poliéster y cubierta de polietileno extruido de alta densidad, se considera señalización del derecho de vía de acuerdo a la normatividad vigente.
3. Para la parte metálica del ducto que será principalmente en los cruces aéreos referenciados en la tabla II.17. Se usará un recubrimiento termofijo para protección anticorrosiva de nombre RAM-100, sistema genérico epóxico líquido 100% sólido mediante una aplicación por aspersión.
4. Cuatro válvulas de seccionamiento de compuerta paso completo especificación ANSI -600-RTJ, API 6D. Su ubicación se muestra en la siguiente tabla II.18.

5. Rotular el Oleoducto, indicando el diámetro y el destino en el punto de salida, el diámetro y la procedencia en punto de llegada, de acuerdo con la norma NRF-030 última edición.

6. Se deberá aplicar el marco normativo para la construcción de ductos.

- DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, para el transporte terrestre por medio de Ductos de Petróleo, Petrolíferos y Petroquímicos.
- NOM-007-ASEA-2016, Transporte de gas natural, etano y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos.

7. Se deberá realizar prueba hidrostática según API-RP-1110 y NOM-007-ASEA-2016. o prueba neumática según sea el caso (Nitrógeno).

8. Se deberá realizar la limpieza interior del Oleoducto con corridas de diablos antes de realizar las pruebas (hidrostática y neumática) y después de haber realizado la prueba hidrostática.

9. Considerando el espaciamiento a cumplir entre módulos, instalaciones y trampas, de acuerdo a la normatividad, se deberá llevar a cabo las interconexiones siguientes:

10. Interconexión de línea regular proveniente de la descarga de la Planta Deshidratadora Cuichapa con la trampa de envío del Oleoducto.

- a) Interconexión con línea regular de 6" Ø de la trampa de envío y recibo del Oleoducto con la interconexión en CCC Palomas.
- b) Considerar e incluir los arreglos de las trampas de envío y recibo para diablo instrumentado de acuerdo a la norma NOM-007-ASEA-2016.

El proyecto para la construcción del Oleoducto no contemplará la construcción de obras especiales, definidas como todas aquellas obras diferentes a las propias para la instalación y operación del oleoducto que se menciona en este documento, las cuales requieren de consideraciones específicas para su diseño y construcción dado que interrumpen la instalación de la línea regular.

La secuencia en que se describen las actividades, no indica necesariamente el orden de las actividades a realizarse durante la fase de construcción, ya que, de acuerdo a las condiciones del terreno, tiempo y programas de entrega de materiales, las actividades pueden realizarse en una secuencia diferente, incluso de forma simultánea en un o más frentes de obra.

La secuencia en que se describen las actividades, no indica necesariamente el orden de las actividades a realizarse durante la fase de construcción, ya que, de acuerdo a las condiciones del terreno, tiempo y programas de entrega de materiales, las actividades pueden realizarse en una secuencia diferente, incluso de forma simultánea en un o más frentes de obra. Cortes para la colocación del Oleoducto. Los cortes serán ejecutados a cielo abierto en el terreno natural, en ampliación de taludes o terraplenes existentes y en derrumbes, con el objeto de preparar y formar la sección de la obra. La altura promedio de los cortes serán de 5 a 10 centímetros de la capa terrígena de material tipo A, el cual es poco o nada cementado, por lo que puede ser manejado eficientemente sin ayuda de maquinaria. El nivel de suelo no deberá de tener irregularidades ni objetos que generen concentración de esfuerzos, ya que debe permitir un apoyo uniforme sin forzamientos ni dobleces mecánicos de la tubería. (N-CTR-CAR-1-01-003/00).

El corte deberá de ser de por lo menos diez centímetros de espesor con material suelto, libre de rocas o componentes de aristas agudas o cortantes. Por la propia naturaleza del terreno no se contemplará la realización de actividades de estabilidad de los taludes. Al final se procede al extendido y nivelado de material del sitio con maquinaria, para proseguir con el afinamiento y dar el acabado final del corte con talud de 1:1.75. (N-CTR-CAR-1-01-003/00).

Cortes para la colocación del Oleoducto.

Los cortes serán ejecutados a cielo abierto en el terreno natural, en ampliación de taludes o terraplenes existentes y en derrumbes, con el objeto de preparar y formar la sección de la obra. La altura promedio de los cortes serán de 5 a 10 centímetros de la capa terrígena de material tipo A, el cual es poco o nada cementado, por lo que puede ser manejado eficientemente sin ayuda de maquinaria. El nivel de suelo no deberá de tener irregularidades ni objetos que generen concentración de esfuerzos, ya que debe permitir un apoyo uniforme sin forzamientos ni dobleces mecánicos de la tubería. (N-CTR-CAR-1-01-003/00).

El corte deberá de ser de por lo menos diez centímetros de espesor con material suelto, libre de rocas o componentes de aristas agudas o cortantes. Por la propia naturaleza del terreno no se contemplará la realización de actividades de estabilidad de los taludes. Al final se procede al extendido y nivelado de material del sitio con maquinaria, para proseguir con el afinamiento y dar el acabado final del corte con talud de 1:1.75. (N-CTR-CAR-1-01-003/00).

Excavación de zanja para colocación del Oleoducto

Se realiza de acuerdo con la siguiente secuencia de actividades:

- Detección en toda la longitud del derecho de vía con equipo electromagnético previo a la excavación para identificar posibles obstáculos con el tendido de la tubería dentro de la excavación y sondeos a cielo abierto donde se detecten subestructuras metálicas.
- Excavación de la zanja cualquier tipo de material con maquinaria considerando que la zanja tenga 2 m de ancho suficiente que permita el alojamiento de la tubería, considerando 1 m de separación de paño a paño entre cada ducto.

La profundidad mínima debe ser 0.90 metros la establecida en la norma NOM-007-ASEA-2016, de acuerdo al tipo de clase, más el diámetro exterior de la tubería recubierta.

- Colocación del material producto de la excavación se pone en el lado de 3 metros del derecho de vía de la zanja (ancho de zanja 2 metros), dejando libre por lo menos 30 cm del borde de la zanja para que el material no se derrumbe sobre esta, formando un camellón paralelo a esta, de lado de los 7 metros se distribuye la tubería.
- Remoción y extracción de raíces o materias extrañas que invadan el interior de la zanja, para que al rellenarla no se introduzcan en ella.
- Desazolves y sobre excavaciones necesarias para proporcionar un debido alojamiento a la tubería conforme al proyecto.

Tendido de la tubería

El tendido de la tubería se efectuará acomodando los tubos a lo largo del derecho de vía, uno tras otro, pero traslapados entre 5 y 10 cm., paralelos a la zanja del lado del

tránsito del equipo de una distancia fija desde la zanja, sin provocar derrumbes. Esta operación deberá realizarse sin que los tubos sufran ningún daño. (NOM-007-ASEA-2016).

Alineado de la tubería e instalación

Esta operación debe efectuarse, juntando el tubo extremo a extremo para preparar el Oleoducto que se debe colocar paralelo a la zanja, dejando constituida la junta con la separación y alineamiento entre tubos indicado en los procedimientos de instalación y conexión de tubería.

Bajado y tapado de tubería

Se tendrá cuidado de no dañar el recubrimiento externo de la tubería no metálica RTP durante el bajado y relleno de la zanja. El material producto de la excavación debe ser devuelto a la zanja eliminando todo aquello que pueda dañar el recubrimiento, de manera que después del asentamiento la superficie del terreno no tenga depresiones y salientes en el área de la zanja o que el montón de tierra lateral interfiera con cualquier tráfico eventual o normal en el lugar. Después del relleno de la zanja se despejará el derecho de vía y otras áreas circundantes, si es el caso, y debe disponerse de todos los materiales de desperdicio, escombros y desechos resultantes. Debe emparejarse el terreno rellenando hoyos, surcos y reparando cualquier daño, debiendo restaurarse el terreno para una condición estable y de uso y pueda razonablemente tomar la consistencia que tenía el terreno anterior a la construcción.

Se extraerán los materiales de derrumbe o azolve del fondo de la zanja y se aplicará una capa de tierra vega o similar para eliminar irregularidades que pudieran dañar el recubrimiento.

El tapado de la zanja se deberá efectuar colocando el producto de excavación, dejado en forma de camellón paralelo a ésta con maquinaria con acarreo libre.

El material sobrante de la excavación se alineará en forma de camellón sobre la zanja, con excepción de aquellos lugares en que se obstruyan caminos, pasos y drenajes. Se realizará el compactado por bandeo el cual se realizará pasando la banda de la maquinaria por lo menos tres veces sobre la superficie a compactar. En zonas bajas se deberá considerar la excavación de sangrías o considerar el empleo del equipo de

bombeo para eliminar el agua acumulada en la zanja para facilitar el bajado de la tubería usando el equipo adecuado.

Reacondicionamiento del derecho de vía

El derecho de vía se mantendrá despejado para que se conserven las condiciones originales de diseño y sirva de acceso razonable a las cuadrillas de mantenimiento.

El reacondicionamiento en la superficie del derecho de vía permitirá volver a utilizar el suelo con el uso anterior siempre y cuando no se interfieran con las actividades de supervisión del derecho de vía y que se rijan bajo las Normas y especificaciones nacionales e internacionales.

Los señalamientos informativos destinados a indicar la posición de los ductos, deben ser del tipo "I" para ductos a campo travesía y tipo "II", para ductos en zona urbana. El señalamiento informativo tipo "III" se debe utilizar para identificar los caminos de acceso a campos, plantas e instalaciones.

Para ductos a campo travesía, el señalamiento tipo "I", consistirá en un poste de concreto o cualquier otro material que sea de resistencia y durabilidad semejante a la del concreto, de manera que cumpla la misma función, con sección octagonal y 7,00 m (23 pies) de altura, o de una longitud adecuada a la vegetación de la zona; si es de otro material puede ser de sección cuadrada. Se pintará en los dos últimos metros de la parte superior de color blanco y rojo en forma de anillos alternados de 40 cm de ancho cada uno. En la cara más visible del poste y a una altura de 2,00 m se pintará en amarillo el kilometraje correspondiente en caracteres de 15 cm de longitud y en la parte superior se colocará una placa de forma cuadrada de 80 cm por lado, donde se indicará el kilometraje en caracteres de 20 cm de longitud y una flecha señalando cualquier cambio en la dirección del ducto, en figuras de color rojo sobre fondo blanco.



- Para realizar la prueba hidrostática, el contratista deberá contar con termógrafo y manómetro. La prueba se realizará después de la corrida del poly-pig de limpieza y con el equipo de limpieza interior.

El equipo mínimo necesario para la realización de la prueba hidrostática deberá incluir: bomba de gran volumen, filtro para asegurar una prueba limpia, bomba de inyección de inhibidores de corrosión, instrumentos de medición, válvula de alivio y bomba para presurizar el Oleoducto a niveles mayores a los indicados en el procedimiento de prueba.

El agua que se utilizará será neutra y libre de partículas en suspensión. La duración de la prueba será de 8 horas mínimo y 4 horas en tubería (tramo corto) o secciones prefabricadas que sean parte y se integren al sistema del Oleoducto sin prueba posterior.

El valor de la presión para la prueba hidrostática debe ser de 1.5 veces la presión de diseño. La prueba hidrostática de preferencia se debe efectuar al sistema completo, en caso que por las características del sistema no fuera posible, se puede efectuar por secciones previo conocimiento y análisis del sistema de prueba respectivo. Las trampas de "diablo", múltiples y accesorios, deberán someterse a la prueba hidrostática hasta los límites similares que se requieren en el sistema.

Prueba Neumática

La prueba neumática se realizará como alternativa en caso de no realizarse la prueba hidrostática, la cual consiste en que el fluido de prueba será algún gas inerte. La presión de prueba deberá ser 1.25 veces de la presión máxima de operación y el tiempo mínimo de prueba de 8 horas. Dicha prueba implica riesgo que se libere la energía almacenada en el gas comprimido, por lo que se deben tomar medidas precautorias para minimizar el riesgo del personal por la posibilidad de una falla frágil, la temperatura deberá considerarse en función de los resultados de la prueba de tenacidad del ducto.

Se deberá presentar un procedimiento de prueba neumática, el cual será autorizado por el representante de TRACYGAS. Así mismo deberá contar con el permiso de trabajos con riesgo de Seguridad Industrial y Protección Ambiental del Organismo Subsidiario correspondiente.

El equipo mínimo requerido para la realización de la prueba neumática incluirá: dispositivo de alivio de presión, termómetro de registro gráfico y radios de intercomunicación.

Limpieza interna con diablos (poly-pig)

Después de realizarse la prueba hidrostática se deberán correr los diablos de limpieza para desprender materias que puedan resultar de cada junta soldada entre tubos y otros residuos que hayan quedado en el interior de la tubería.

Señalamientos

Se colocarán todos los anuncios restrictivos, informativos y preventivos especificados por TRACYGAS en dimensiones y colores establecidos en los lugares indicados.

Instalación de señalizaciones

Con el fin de evitar posibles accidentes por la acción de agentes externos a la operación bajo condiciones normales (excavaciones, impactos físicos, entre otros), se instalarán los señalamientos necesarios para localizar e identificar los pozos petroleros y reducir las posibilidades de daños. (Norma CID-NOR-N-SI-0001, Ref. ASME B31.4, Capítulo VII, párrafo 451.3; D.O.T. subparte "F", párrafo 195.410.

–Señalamiento Tipo Informativo

Las señales de tipo informativo tienen por objeto informar la localización de los ductos y caminos de acceso a campos, plantas e instalaciones de TRACYGAS para fines de identificación e inspección. Las señales informativas destinadas a señalar la posición de los ductos son del tipo "I" para líneas a campo traviesa y tipo "II" para líneas en zona urbana. El señalamiento informativo tipo "III" sirve para identificar los caminos de acceso a campos, plantas e instalaciones.

–Señalamiento Tipo Restrictivo

Los señalamientos de tipo restrictivo indican la prohibición de actividades que pongan en riesgo la seguridad de las personas y las instalaciones de TRACYGAS, así como de las instalaciones y poblaciones aledañas a las mismas.

–Señalamiento Tipo Preventivo

Los señalamientos de tipo preventivo tienen la función de informar al público acerca de las condiciones de riesgo en la ejecución de trabajos de construcción y de mantenimiento, advirtiéndolo los daños que éstos puedan ocasionar.

SISTEMAS DE MEDICIÓN

El sistema de medición de crudo PA-500, se ubicará en el área de trampa de llegada a un costado del Centro Comercializador de Crudo Palomas, se empleará para la medición de crudo de venta y operará con las siguientes condiciones operativas:

Tabla 31. Condiciones Operativas para sistema de medición de crudo PA-500

Parámetro	Unidad	Mínimo	Normal	Máximo
Flujo	BPD	3000	10 000	13 000
Presión	Kg/cm2	15	16	18
Temperatura	°C	26	30	40
Gravedad API	°API	25	28	32
Corte de agua	%	0.2	0.5	0.5

El Patín de medición de venta de crudo estará conformado por dos trenes de medición con medidores tipo Coriolis de 4" Ø, grado ANSI 300 #RF, un tren es de operación normal y el otro será relevo, adicionalmente el tren FE-500B (disponible) contará con la versatilidad de funcionar como medidor maestro en caso de realizar corridas de calibración en sitio.

Cada tren del sistema de medición estará compuesto por los siguientes elementos: cabezal de entrada para 2 trenes, Válvula tipo macho a la entrada de 4" 300# RF, filtro canasta de 4" 300#RF con sensor de presión diferencial y válvula de seguridad (PSV), medidor de flujo tipo Coriolis, Transmisor indicador de temperatura, Termopozo testigo, Transmisor Indicador de Presión, Manómetro, Válvula de disparo a probador tipo macho, Válvula de bloqueo tipo doble sello y purga con testigo para verificar hermeticidad, Válvula de retorno de probador tipo macho, Válvula check y cabezal de salida para ambos trenes.

Posterior al cabezal de salida se contará con un analizador de corte de agua paso completo, densímetro en línea, y muestreador automático en línea.

Las señales de la instrumentación electrónica se integrarán a los computadores de flujo tipo redundantes, es decir uno estará en operación normal y el segundo será esclavo

para el caso de falla del otro, estos computadores de flujo realizarán el cálculo de flujo y volumen, con corte cada 24:00 horas iniciando a las 05:00 am.

A continuación, en la figura 8, se muestra el DTI del Patín de medición PA-500.

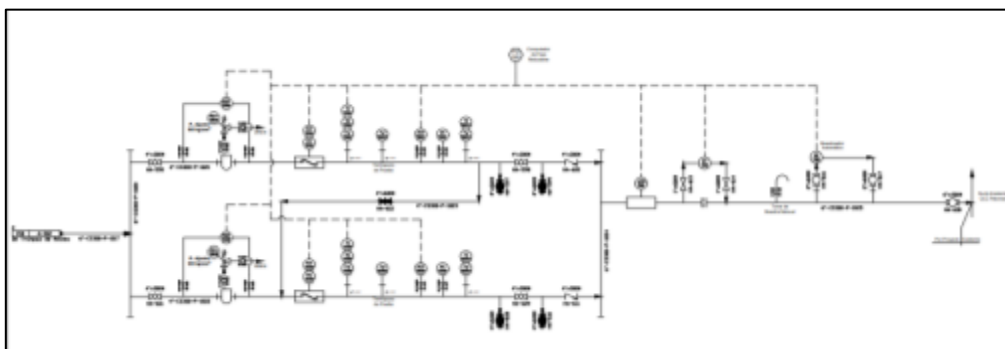


Figura 8. Patín de medición PA-500 de venta de crudo a instalar en área de Trampas de Llegada a un costado del CCC Palomas

El sistema de medición de crudo PA-101, se ubicará dentro de la Batería de Separación y Planta Deshidratadora Cuichapa II, se empleará para la medición de envío de crudo al Centro Comercializador de Crudo Palomas, el sistema de medición estará ubicado en la descarga de bombas de alta presión MB-1 y MB-2, las cuales succionarán crudo en calidad del TV-1 ó TV-2 de 10,000 bls, el sistema de medición operará con las siguientes condiciones operativas:

Tabla 32. Condiciones Operativas para sistema de medición de crudo PA-100

Parámetro	Unidad	Mínimo	Normal	Máximo
Flujo	BPD	3000	10 000	13 000
Presión	Kg/cm2	80	85	90
Temperatura	°C	26	30	40
Gravedad API	°API	25	28	32
Corte de agua	%	0.2	0.5	0.5

El Patín de medición de venta de crudo estará conformado por dos trenes de medición con medidores tipo Coriolis de 4" Ø, grado ANSI 600 #RF, un tren es de operación normal y el otro será relevo, adicionalmente el tren FE-100B (disponible) contará con la versatilidad de funcionar como medidor maestro en caso de realizar corridas de calibración en sitio.

Cada tren del sistema de medición estará compuesto por los siguientes elementos: cabezal de entrada para 2 trenes, Válvula tipo macho a la entrada de 4" 600# RF, filtro canasta de 4" 600#RF con sensor de presión diferencial y válvula de seguridad (PSV),

medidor de flujo tipo Coriolis, Transmisor indicador de temperatura, Termopozo testigo, Transmisor Indicador de Presión, Manómetro, Válvula de disparo a probador tipo macho, Válvula de bloqueo tipo doble sello y purga con testigo para verificar hermeticidad, Válvula de retorno de probador tipo macho, Válvula check y cabezal de salida para ambos trenes.

Posterior al cabezal de salida se contará con un analizador de corte de agua paso completo, densímetro en línea, y muestreador automático en línea.

Las señales de la instrumentación electrónica se integrarán a los computadores de flujo tipo redundantes, es decir uno estará en operación normal y el segundo será esclavo para el caso de falla del otro, estos computadores de flujo realizarán el cálculo de flujo y volumen, con corte cada 24:00 horas iniciando a las 05:00 am.

A continuación, se muestra el DTI del Patín de medición PA-101.

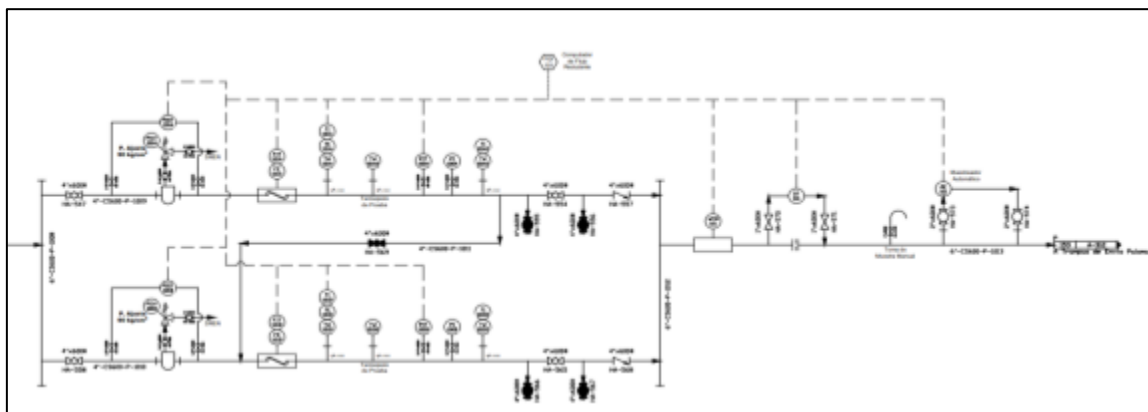


Figura 9. Patín de medición PA-101 de venta de crudo a instalar en Batería de Separación y Planta Deshidratadora Cuichapa II.

GASODUCTO DE 6" Ø

Para la Construcción de un Gasoducto de 6" de acero al carbón conforme a la norma ASTM A106 Gr. B y longitud de 15.765 Km, donde el punto inicial será la descarga de los compresores de la planta de tratamiento de gas (Cuichapa) y como punto final en la interconexión con el gasoducto de SISTRANGAS, se realizará de acuerdo con las bases de diseño e incluirá lo siguiente:

1. El Gasoducto será subterráneo en el tramo comprendido en la acometida de salida del área de trampas de envío de diablos en la Planta de tratamiento de gas, hasta la

llegada a la trampa de recibo de diablos en la interconexión con el Gasoducto de SISTRANGAS.

2. El Gasoducto tendrá su protección catódica con ánodos galvánicos o de sacrificio, protección anticorrosiva y mecánica en todo su trayecto, se usará ánodos de sacrificio, la cobertura de este sistema inicia en el km 0+0.000 y culmina en el 15+765, cubriendo así la totalidad del ducto, además se usará un recubrimiento termofijo para protección anticorrosiva de nombre RAM-100, sistema genérico epóxido liquido 100% sólidos mediante una aplicación por aspersión.

3. Dos válvulas de seccionamiento de compuerta paso completo especificación ANSI-600-RTJ, API 6D, mencionadas en la tabla anterior.

4. Rotular el Gasoducto, indicando el diámetro y el destino en el punto de salida, el diámetro y la procedencia en punto de llegada, de acuerdo con la norma NRF-030 última edición.

5. Se deberá aplicar el marco normativo para la construcción de ductos.

- NOM-003-ASEA-2016 Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos.
- NOM-007-ASEA-2016, Transporte de gas natural, etano y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos.
- DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, para el transporte terrestre por medio de Ductos de Petróleo, Petrolíferos y Petroquímicos).

7. Se deberá realizar la limpieza interior del Gasoducto con corridas de diablos antes de realizar las pruebas (hidrostática y neumática) y después de haber realizado la prueba hidrostática.

8. Considerando el espaciamiento a cumplir entre módulos, instalaciones y trampas, de acuerdo a la normatividad, se deberá llevar a cabo las interconexiones siguientes:

- a) Interconexión de línea regular proveniente de la descarga de la Planta de gas con la trampa de envío del Gasoducto.

- b) Interconexión con línea regular de 6" Ø de la trampa de envío y recibo del Gasoducto con la interconexión en SISTRANGAS.
- c) Considerar e incluir los arreglos de las trampas de envío y recibo para diablo instrumentado de acuerdo a la norma NOM-007-ASEA-2016.

El proyecto para la construcción del Gasoducto no contemplará la construcción de obras especiales, definidas como todas aquellas obras diferentes a las propias para la instalación y operación del gasoducto que se menciona en este documento, las cuales requieren de consideraciones específicas para su diseño y construcción dado que interrumpen la instalación de la línea regular.

La secuencia en que se describen las actividades, no indica necesariamente el orden de las actividades a realizarse durante la fase de construcción, ya que, de acuerdo a las condiciones del terreno, tiempo y programas de entrega de materiales, las actividades pueden realizarse en una secuencia diferente, incluso de forma simultánea en un o más frentes de obra.

Cortes para la colocación del Gasoducto.

Los cortes serán ejecutados a cielo abierto en el terreno natural, en ampliación de taludes o terraplenes existentes y en derrumbes, con el objeto de preparar y formar la sección de la obra. La altura promedio de los cortes serán de 5 a 10 centímetros de la capa terrígena de material tipo A, el cual es poco o nada cementado, por lo que puede ser manejado eficientemente sin ayuda de maquinaria. El nivel de suelo no deberá de tener irregularidades ni objetos que generen concentración de esfuerzos, ya que debe permitir un apoyo uniforme sin forzamientos ni dobleces mecánicos de la tubería. (N-CTR-CAR-1-01-003/00).

El corte deberá de ser de por lo menos diez centímetros de espesor con material suelto, libre de rocas o componentes de aristas agudas o cortantes. Por la propia naturaleza del terreno no se contemplará la realización de actividades de estabilidad de los taludes. Al final se procede al extendido y nivelado de material del sitio con maquinaria, para proseguir con el afinamiento y dar el acabado final del corte con talud de 1:1.75. (N-CTR-CAR-1-01-003/00).

Excavación de zanja para colocación del Gasoducto

Se realiza de acuerdo a la siguiente secuencia de actividades:

- Detección en toda la longitud del derecho de vía con equipo electromagnético previo a la excavación para identificar posibles obstáculos con el tendido de la tubería dentro de la excavación y sondeos a cielo abierto donde se detecten subestructuras metálicas.
- Excavación de la zanja cualquier tipo de material con maquinaria considerando que la zanja tenga 2 m de ancho suficiente que permita el alojamiento de la tubería, considerando 1 m de separación de paño a paño entre cada ducto.
 - La profundidad mínima debe ser 1.20 metros la establecida en la norma de referencia NOM-007-ASEA-2016, de acuerdo al tipo de clase, más el diámetro exterior de la tubería recubierta.
- Colocación del material producto de la excavación se pone en el lado de 3 metros del derecho de vía de la zanja (ancho de zanja 2 metros), dejando libre por lo menos 30 cm del borde de la zanja para que el material no se derrumbe sobre esta, formando un camellón paralelo a esta, de lado de los 7 metros se distribuye la tubería.
- Remoción y extracción de raíces o materias extrañas que invadan el interior de la zanja, para que al rellenarla no se introduzcan en ella.
- Desazolves y sobre excavaciones necesarias para proporcionar un debido alojamiento a la tubería conforme al proyecto.

Tendido de la tubería

El tendido de la tubería se efectuará acomodando los tubos a lo largo del derecho de vía, uno tras otro, pero traslapados entre 5 y 10 cm., paralelos a la zanja del lado del tránsito del equipo de una distancia fija desde la zanja, sin provocar derrumbes. Esta operación deberá realizarse sin que los tubos sufran ningún daño.

Doblado de la tubería

Debido a que la topografía del terreno por donde pasa el gasoducto presenta en ocasiones, pequeñas elevaciones, es necesario realizar dobleces a la tubería con la finalidad de lograr un adecuado acople de la misma con el terreno, para ello se utilizará una máquina dobladora. Con una biseladora se construyen los biseles a la tubería, de acuerdo a las especificaciones. El doblado de la tubería se hace en frío, teniendo cuidado y verificando, de tal manera que el tubo no se aplaste o se formen arrugas en el doblez, debiendo conservar sus especificaciones de dimensión de sección después de los dobleces.

Una vez efectuado el doblez, debe revisarse el recubrimiento para verificar si no sufrió daños, en cuyo caso debe efectuarse las reparaciones de acuerdo al procedimiento autorizado para este propósito. Los tramos rectos se doblan en campo, en caso de que el contratista ejecute los trabajos en taller, se debe de contemplar los movimientos, la carga, transporte y descarga adecuados. (NRF-030-PEMEX-2006).

Alineado de la tubería y soldado

Esta operación debe efectuarse, juntando los tubos extremos a extremo para preparar el gasoducto que se debe colocar paralelo a la zanja, dejando constituida la junta con la separación y alineamiento entre tubos indicado en los procedimientos de soldadura, y manteniendo fijos los tubos mientras se deposita el primer cordón de soldadura.

El gasoducto que se va construyendo debe ser colocado sobre apoyos, generalmente sobre polines de madera, dejando un claro de 40 cm mínimo entre la parte inferior del tubo y el terreno con el propósito de tener espacio para finalizar la soldadura, así como para ejecutar después las fases de prueba y las operaciones de protección mecánica.

Se debe verificar que, al ir alineando la tubería, se traslapen dentro del espacio superior de un ángulo de 30° a cada lado del eje vertical. El espacio entre biseles es de 3 milímetros como mínimo conforme al procedimiento de soldadura.

A continuación, se realizará la limpieza de los biseles y las maniobras con maquinaria para alinear a la tubería a la que se va a soldar. Finalmente se realiza el alineamiento de los tubos, hasta dejar preparada la junta a soldar, utilizando alineador interior neumático.

Para la ejecución del soldado, el personal debe ser especializado en aplicación de soldadura con calificación de soldador, siendo responsable de realizar lo especificado en el procedimiento, cumpliendo con todos los requisitos de seguridad y reportar todas las observaciones convenientes que ameriten la revisión.

Las soldaduras deben ser realizadas mediante un procedimiento aprobado, supervisado por personal calificado, y que tenga conocimiento de los riesgos al estar expuesto utilizando equipos materiales apropiados para la construcción.

Inspección radiográfica de soldadura

Se llevará a cabo con la selección de uno o varios especímenes dentro de un lote de uniones soldadas de acuerdo a criterios establecidos y se procede a realizar la inspección, calificando el procedimiento de soldadura. Se utiliza una fuente de radiación tipo rayos X. El personal técnico encargado de la inspección radiografía, deberá estar capacitado, calificado y certificado de acuerdo a los lineamientos de la NMX-B-482-1991 y/o ASNT SNT-TC-1A o equivalente, debiendo acreditar los siguientes niveles:

- Técnico nivel I en la técnica radiográfica
- Técnico nivel II en la técnica radiográfica

El personal responsable de la inspección radiográfica, deben ser como mínimo dos técnicos por unidad radiográfica.

Pruebas hidrostáticas

La verificación de la hermeticidad en los circuitos de tuberías, equipos y válvulas para este proyecto se llevará a cabo mediante el llenado con agua y presurización de estos.

- Tuberías: 1.5 veces la presión de diseño, manteniendo la presión durante al menos 4 horas efectivas.
- Trampas de diablo: 1.3 veces la presión de trabajo máxima permisible, de acuerdo con el código ASME Sec. VII, Div.1 parte UG-99.
- Válvulas: la prueba se realizará de acuerdo con el código ASME B16.34

El agua que se utilice será neutra y libre de partículas que no pasen en una malla de 100 hilos por pulgada. Después de las pruebas deberán limpiar correctamente los circuitos de tuberías, equipos y válvulas desalojando completamente el agua.

Protección mecánica anticorrosiva y parcheo

Una vez aprobada la inspección radiográfica se llevará a cabo esta etapa teniendo como actividades lo siguiente:

Se utilizará RAM-100 recubrimiento termofijo para protección anticorrosiva, aplicado mediante aspersión, para dar mayor resistencia mecánica en las condiciones de operación de la tubería, para su aplicación se debe limpiar primero la superficie del tubo y aplicar una película de 20 hasta 40 milésimas de pulgada de espesor.

El parcheo es el recubrimiento de uniones bridadas de las tuberías y se realiza de acuerdo a la siguiente secuencia de actividades. Limpieza con chorro de arena (sílica) a metal blanco hasta alcanzar el perfil de anclaje requerido.

El recubrimiento anticorrosivo exterior (parcheo) en juntas de soldadura, se realizará con material compatible al aplicado en la protección exterior anticorrosiva a la tubería, el material de parcheo debe resistir una corriente directa igual o superior a la que soporta la protección anticorrosiva exterior de la tubería y la aplicación será de acuerdo al procedimiento y recomendaciones que proponga el fabricante del producto.

Inspección dieléctrica del recubrimiento de la lingada a bajar, pasando un detector de fallas de recubrimiento con un voltaje conforme a las recomendaciones del fabricante. Corrección de los defectos encontrados en el recubrimiento anticorrosivo a lo largo de la lingada, de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.

Bajado y tapado de tubería

Se tendrá cuidado de no dañar el recubrimiento anticorrosivo durante el bajado y relleno de la zanja. El material producto de la excavación debe ser devuelto a la zanja eliminando todo aquello que pueda dañar el recubrimiento, de manera que después del asentamiento la superficie del terreno no tenga depresiones y salientes en el área de la zanja o que el montón de tierra lateral interfiera con cualquier tráfico eventual o normal en el lugar. Después del relleno de la zanja se despejará el derecho de vía y otras áreas circundantes, si es el caso, y debe disponerse de todos los materiales de desperdicio, escombros y desechos resultantes. Debe emparejarse el terreno rellenando hoyos, surcos y reparando cualquier daño, debiendo restaurarse el terreno para una condición estable y de uso y pueda razonablemente tomar la consistencia que tenía el terreno anterior a la construcción.

Se extraerán los materiales de derrumbe o azolve del fondo de la zanja y se aplicará una capa de tierra vega o similar para eliminar irregularidades que pudieran dañar el recubrimiento.

El tapado de la zanja se deberá efectuar colocando el producto de excavación, dejado en forma de camellón paralelo a ésta con maquinaria con acarreo libre.

El material sobrante de la excavación se alineará en forma de camellón sobre la zanja, con excepción de aquellos lugares en que se obstruyan caminos, pasos y drenajes. Se realizará el compactado por bandeo el cual se realizará pasando la banda de la maquinaria por lo menos tres veces sobre la superficie a compactar. En zonas bajas se deberá considerar la excavación de sangrías o considerar el empleo del equipo de bombeo para eliminar el agua acumulada en la zanja para facilitar el bajado de la tubería usando el equipo adecuado.

Reacondicionamiento del derecho de vía

El derecho de vía se mantendrá despejado para que se conserven las condiciones originales de diseño y sirva de acceso razonable a las cuadrillas de mantenimiento. El reacondicionamiento del derecho de vía permitirá volver a utilizar el suelo con el uso anterior siempre y cuando no se interfieran con las actividades de supervisión del derecho de vía y que se rijan bajo las Normas y especificaciones nacionales e internacionales.

Los señalamientos informativos destinados a indicar la posición de los ductos, deben ser del tipo "I" para ductos a campo traviesa y tipo "II" (Fig. 10) para ductos en zona urbana. El señalamiento informativo tipo "III" se debe utilizar para identificar los caminos de acceso a campos, plantas e instalaciones.

Para ductos a campo traviesa, el señalamiento tipo "I" (Fig. 9) consistirá en un poste de concreto o cualquier otro material que sea de resistencia y durabilidad semejante a la del concreto, de manera que cumpla la misma función, con sección octagonal y 7,00 m (23 pies) de altura, o de una longitud adecuada a la vegetación de la zona; si es de otro material puede ser de sección cuadrada. Se pintará en los dos últimos metros de la parte superior de color blanco y rojo en forma de anillos alternados de 40 cm de ancho cada uno. En la cara más visible del poste y a una altura de 2,00 m se pintará en amarillo el kilometraje correspondiente en caracteres de 15 cm de longitud y en la parte superior se colocará una placa de forma cuadrada de 80 cm por lado, donde se indicará el kilometraje en caracteres de 20 cm de longitud y una flecha señalando cualquier cambio en la dirección del ducto, en figuras de color rojo sobre fondo blanco.

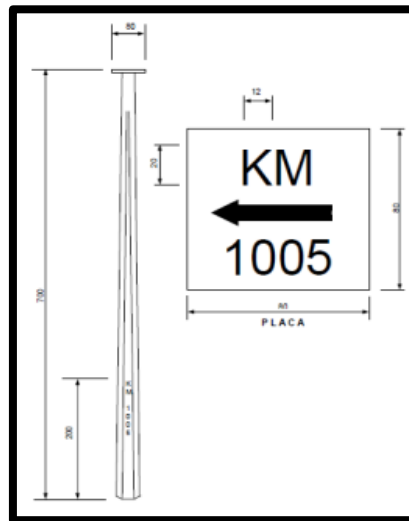


Figura 10. Señalamiento tipo "I" (acotaciones en cm)

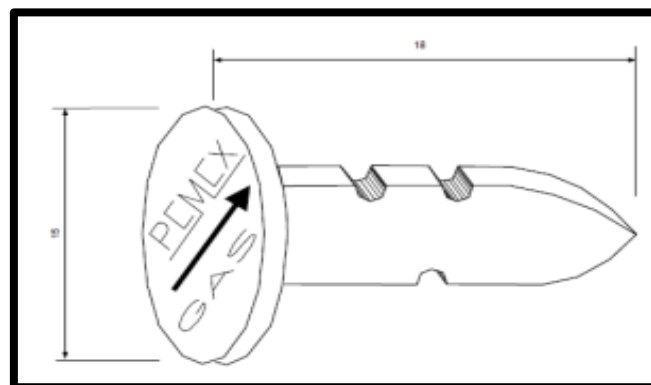


Figura 11. Señalamiento tipo "II" (acotaciones en m)

Limpieza interna con diablos (poly-pig)

Después de realizar la prueba hidrostática se deberán correr los diablos de limpieza para desprender materias que puedan resultar de cada junta soldada entre tubos y otros residuos que hayan quedado en el interior de la tubería.

Protección catódica

La protección catódica a utilizar en el gasoducto es, protección catódica con ánodos galvánicos o de sacrificio, la fuente de corriente eléctrica de este sistema utiliza la diferencia de potencial de oxidación entre el material del ánodo y el ducto. La protección de los ductos se produce a consecuencia de la corriente eléctrica que drena el ánodo durante su consumo. En todos los casos, se debe asegurar que la diferencia de

potencial disponible del sistema seleccionado sea suficiente para que drene la corriente eléctrica de protección. La protección catódica se aplicará solamente en el Gasoducto de acero al carbón de 6" de diámetro.

SISTEMAS DE MEDICIÓN

El sistema de medición de crudo PA-600, se ubicará dentro de la planta de tratamiento de gas en Cuichapa, se empleará para la medición de envío de gas a la Interconexión gasoducto de 48" Cactus-San Fernando, el sistema de medición estará ubicado en la descarga de los compresores recíprocos MC-6/7, el sistema de medición operará con las siguientes condiciones operativas:

Tabla 33. Condiciones Operativas para sistema de medición de gas PA-600

Parámetro	Unidad	Mínimo	Normal	Máximo
Flujo	MMPCSD	8	10	13
Presión	Kg/cm ²	72	75	76
Temperatura	°C	30	35	40

El Patrón de medición de venta de gas estará conformado por dos trenes de medición con medidores tipo Ultrasónico de 4" Ø FE-600A y FE-600B, grado ANSI 600 #RF, un tren es de operación normal y el otro será relevo, adicionalmente el tren FE-600B (disponible) contará con la versatilidad de funcionar como medidor maestro en caso de realizar corridas de calibración en sitio.

Cada tren del sistema de medición estará compuesto por los siguientes elementos: cabezal de entrada para 2 trenes, y válvula de seguridad (PSV), Válvula tipo bola a la entrada de 4" 600# RF, tubo corriente arriba, placa alineadora de flujo, medidor de flujo ultrasónico de 4" 600# RF, tubo corriente abajo, Transmisor Indicador de Presión, Transmisor Indicador de temperatura, termopozo testigo, Termómetro bimetálico, Manómetro, Válvula de bloqueo tipo bola doble sello y purga con testigo para verificar hermeticidad, Válvula check y cabezal de salida para ambos trenes.

Posterior al cabezal de salida se contará con un cromatógrafo en línea, analizador de oxígeno, analizador de H₂S, analizador de humedad, analizador de punto de rocío, muestreador automático en línea.

Las señales de la instrumentación electrónica del sistema de medición se integrarán a los computadores de flujo tipo redundantes, es decir uno estará en operación normal y el segundo será esclavo para el caso de falla del otro, estos computadores de flujo

realizarán el cálculo de flujo y volumen, con corte cada 24:00 horas iniciando a las 05:00 am.

A continuación, se muestra el DTI del Patín de medición PA-600.

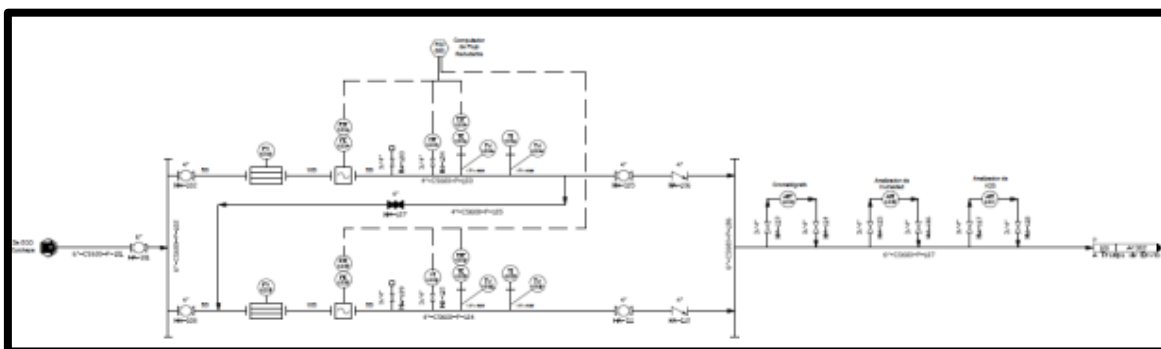


Figura 12. Patín de medición PA-600 de venta de gas a instalar a un costado de la planta de tratamiento de gas en Cuichapa

El sistema de medición de gas PA-601, se ubicará en el Área de trampas de recibo de diablos anexa a la interconexión al Gasoducto de SISTRANGAS, se empleará para la medición de gas en calidad para la inyección de gas al Sistema SISTRANGAS, el sistema de medición operará con las siguientes condiciones operativas:

Tabla 34. Condiciones Operativas para sistema de medición de crudo PA-601

Parámetro	Unidad	Mínimo	Normal	Máximo
Flujo	MMPCSD	8	10	13
Presión	Kg/cm2	65	70	72
Temperatura	°C	28	28	28

El Patín de medición de venta de gas estará conformado por dos trenes de medición con medidores tipo ultrasónico de 4" Ø, grado ANSI 600 #RF, un tren es de operación normal y el otro será relevo, adicionalmente el tren FE-601B (disponible) contará con la versatilidad de funcionar como medidor maestro en caso de realizar corridas de calibración en sitio.

Cada tren del sistema de medición estará compuesto por los siguientes elementos: cabezal de entrada para 2 trenes, Válvula tipo bola a la entrada de 4" 600# RF, medidor de flujo tipo Ultrasónico, transmisor indicador de flujo, transmisor Indicador de Presión, temperatura, Termopozo, Indicador de temperatura, Válvula tipo bola con Válvula check y cabezal de salida para ambos trenes.

Las señales de la instrumentación electrónica se integrarán a los computadores de flujo tipo redundantes, es decir uno estará en operación normal y el segundo será esclavo para el caso de falla del otro, estos computadores de flujo realizarán el cálculo de flujo y volumen, con corte cada 24:00 horas iniciando a las 05:00 am.

A continuación, se muestra el DTI del Patín de medición PA-601.

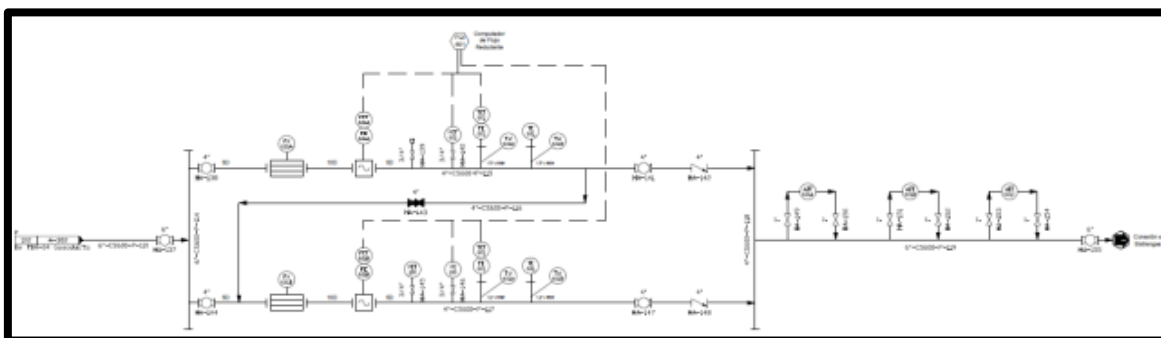


Figura 13. Patín de medición PA-601 de venta de gas a instalar en la llegada a la interconexión del gasoducto de 48" Cactus – San Fernando por SISTRANGAS

Prueba hidrostática a la tubería

Deberá realizarse conforme lo indicado en la Norma NRF-030-PEMEX-2006. Las pruebas hidrostáticas que se realicen a la tubería se llevarán a cabo con la finalidad de detectar cualquier posible fuga y consiste en lo siguiente:

En primer término, se realizará la limpieza interior de la tubería con una pieza Poli-Pig de limpieza, para eliminar las incrustaciones, rebaba o polvo, así como al término de esta para eliminar el agua existente en la línea.

Posteriormente se llenará la tubería con agua.

Una vez llena la tubería, se colocará la bomba de alta presión hasta alcanzar la presión de prueba de la tubería, y se mantiene de 15 min. a 1 h y después se bajará al 50% de la presión de operación.

Luego se volverá a levantar la presión de prueba de la tubería, (1.25 veces la presión máxima de diseño), y se mantendrá durante 24 h sin que sea necesario bombear más agua.

El contratista será el responsable del agua desalojada de las pruebas hidrostáticas. Para realizar la prueba hidrostática, el contratista deberá contar con termógrafo y manómetro. La prueba se realizará después de la corrida del poly-pig de limpieza y con el equipo de limpieza interior.

El equipo mínimo necesario para la realización de la prueba hidrostática deberá incluir: bomba de gran volumen, filtro para asegurar una prueba limpia, bomba de inyección de inhibidores de corrosión, instrumentos de medición, válvula de alivio y bomba para presurizar el gasoducto a niveles mayores a los indicados en el procedimiento de prueba.

El agua que se utilizará será neutra y libre de partículas en suspensión. La duración de la prueba será de 8 horas mínimo y 4 horas en tubería (tramo corto) o secciones prefabricadas que sean parte y se integren al sistema del gasoducto sin prueba posterior.

El valor de la presión para la prueba hidrostática debe ser de 1.5 veces la presión de diseño. La prueba hidrostática de preferencia se debe efectuar al sistema completo, en caso de que por las características del sistema no fuera posible, se puede efectuar por secciones previo conocimiento y análisis del sistema de prueba respectivo.

Las trampas de "diablos", múltiples y accesorios, deberán someterse a la prueba hidrostática hasta los límites similares que se requieren en el sistema.

Prueba Neumática

La prueba neumática se realizará como alternativa en caso de no realizarse la prueba hidrostática, la cual consiste en que el fluido de prueba será algún gas inerte. La presión de prueba deberá ser 1.25 veces de la presión máxima de operación y el tiempo mínimo de prueba de 8 horas. Dicha prueba implica riesgo que se libere la energía almacenada en el gas comprimido, por lo que se deben tomar medidas precautorias para minimizar el riesgo del personal por la posibilidad de una falla frágil, la temperatura deberá considerarse en función de los resultados de la prueba de tenacidad del ducto.

Se deberá presentar un procedimiento de prueba neumática, el cual será autorizado por el representante de TRACYGAS. Asimismo, deberá contar con el permiso de trabajos con riesgo de Seguridad Industrial y Protección Ambiental del Organismo Subsidiario correspondiente. El equipo mínimo requerido para la realización de la prueba neumática

incluirá: dispositivo de alivio de presión, termómetro de registro gráfico y radios de intercomunicación.

Limpieza interna con diablos (poly-pig)

Después de realizar la prueba hidrostática se deberán correr los diablos de limpieza para desprender materias que puedan resultar de cada junta soldada entre tubos y otros residuos que hayan quedado en el interior de la tubería.

Protección catódica

La protección catódica se aplicará únicamente al gasoducto de acero al carbón de 6" de diámetro, se llevará a cabo mediante la aplicación de una corriente que se obtiene generalmente de un rectificador que convierte la energía alterna en una corriente directa y que se aplica a la tubería de acuerdo al diseño particular.

La finalidad de la protección catódica es inhibir la corrosión de las instalaciones. Estos trabajos consistirán en la instalación de postes de registro (los cuales serán enterrados a una profundidad de 0.60 m y a una distancia de 1.50 m al lado derecho del Gasoducto) de ánodos de magnesio (enterrados a una profundidad de 0.80 m y a una distancia de 1.25 m a la parte del poste de registro de acuerdo con el sentido del flujo).

Señalamientos

Se colocarán todos los anuncios restrictivos, informativos y preventivos especificados por TRACYGAS en dimensiones y colores establecidos en los lugares indicados.

Con el fin de evitar posibles accidentes por la acción de agentes externos a la operación bajo condiciones normales (excavaciones, impactos físicos, entre otros), se instalarán los señalamientos necesarios para localizar e identificar los pozos petroleros y reducir las posibilidades de daños. (Norma CID-NOR-N-SI-0001, Ref. ASME B31.4, Capítulo VII, párrafo 451.3; D.O.T. subparte "F", párrafo 195.410. Estas señales serán de tipo informativo, restrictivo y preventivo.

– Señalamiento Tipo Informativo

Las señales de tipo informativo tienen por objeto informar la localización de los ductos y caminos de acceso a campos, plantas e instalaciones de TRACYGAS para fines de identificación e inspección. Las señales informativas destinadas a señalar la posición de

los ductos son del tipo "I" para líneas a campo travesía y tipo "II" para líneas en zona urbana. El señalamiento informativo tipo "III" sirve para identificar los caminos de acceso a campos, plantas e instalaciones.

– Señalamiento Tipo Restrictivo.

Los señalamientos de tipo restrictivo indican la prohibición de actividades que pongan en riesgo la seguridad de las personas y las instalaciones de TRACYGAS, así como de las instalaciones y poblaciones aledañas a las mismas.

– Señalamiento Tipo Preventivo

Los señalamientos de tipo preventivo tienen la función de informar al público acerca de las condiciones de riesgo en la ejecución de trabajos de construcción y de mantenimiento, advirtiéndolos los daños que éstos puedan ocasionar.

Etapas 2. Operación y mantenimiento

OLEODUCTO 6" Ø

El Oleoducto operará 24 hrs. al día durante toda su vida útil. El Oleoducto se empleará para el transporte de hidrocarburos en fase líquida. TRACYGAS cuenta con un programa de mantenimiento para tuberías de transporte, el cual será aplicado por el departamento correspondiente. A grandes rasgos este programa incluye las siguientes actividades:

- Aplicación adecuada de los inhibidores de corrosión.
- Mantener un apriete adecuado en las conexiones mecánicas, esto con el fin de prevenir fugas.
- Mantener en buen estado la señalización, como lo establece la Norma Núm. 03.0.2 "Derechos de vía de las tuberías de transporte de fluidos"; así como mantener actualizado el tipo de localización del derecho de vía, para tomar las acciones conducentes y reducir al mínimo los riesgos a las instalaciones.
- En su caso, llevar un registro de cada fuga donde se indique la localización, causa y tipo de reparación.
- Deben mantenerse los caminos de acceso al derecho de vía y a las instalaciones libres de maleza, escombros, materiales dispersos, basura, etc.
- Aplicar cuando se requiera el recubrimiento anticorrosivo a trampas de diablos y válvulas de seccionamiento.
- Realizar en los tiempos estipulados por el programa de mantenimiento la corrida de diablos de limpieza.

Las Normas CID-NOR-N-SI-001 que especifica los requisitos mínimos de seguridad para el diseño, construcción, operación, mantenimiento e inspección de ductos de transporte y NOM-007-ASEA-2016 que especifica diseño, construcción, inspección y mantenimiento de ductos terrestres para transporte y recolección de hidrocarburos; se encuentran de acuerdo a la filosofía de operación del oleoducto.

GASODUCTO 6" Ø

El gasoducto operará 24 horas al día 7 días a la semana durante toda su vida útil, por lo que el factor de servicio es igual 1. El gasoducto se empleará para el transporte de hidrocarburos en fase gaseosa. TRACYGAS cuenta con un programa de mantenimiento para tuberías de transporte, el cual será aplicado por el departamento correspondiente. A grandes rasgos este programa incluye las siguientes actividades:

- Mantener actualizado el programa de medición de espesores.
- Aplicación adecuada de los inhibidores de corrosión.
- Se debe mantener en buen estado la protección mecánica anticorrosiva (pintura) en las instalaciones superficiales.
- Mantener la protección catódica en un nivel aceptable.
- Mantener un apriete adecuado en las conexiones mecánicas, esto con el fin de prevenir fugas.
- Mantener en buen estado la señalización, como lo establece la Norma Núm. 03.0.2 "Derechos de vía de las tuberías de transporte de fluidos"; así como mantener actualizado el tipo de localización del derecho de vía, para tomar las acciones conducentes y reducir al mínimo los riesgos a las instalaciones.
- En su caso, llevar un registro de cada fuga donde se indique la localización, causa y tipo de reparación.
- Deben mantenerse los caminos de acceso al derecho de vía y a las instalaciones libres de maleza, escombros, materiales dispersos, basura, etc.
- Aplicar cuando se requiera el recubrimiento anticorrosivo a trampas de diablos y válvulas de seccionamiento.
- Realizar en los tiempos estipulados por el programa de mantenimiento la corrida de diablos de limpieza.

Etapas 3 Desmantelamiento y abandono del sitio

OLEODUCTO 6" Ø

No se tiene contemplado un programa de desmantelamiento y/o abandono de este tipo de instalación, debido a que su operación dependerá de las estrategias de desarrollo y/o crecimiento del presente Proyecto, por tal motivo se prioriza el llevar a cabo el programa de mantenimiento para asegurar la vida útil de los ductos y obras asociadas.

En caso de que sea necesario realizar el desmantelamiento y abandono de los ductos y obras asociadas este cumplirá con los lineamientos descritos en el Diario Oficial de la Federación, DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente para las etapas de Cierre, Desmantelamiento y/o Abandono de Instalaciones del Sector Hidrocarburos.

Se elaborará un programa de actividades de seguridad industrial, seguridad operativa y de protección al medio ambiente para esta etapa, presentándolo a las autoridades correspondientes.

El programa debe incluir por lo menos, lo siguiente:

- I. Los escenarios y recomendaciones del análisis de riesgos actualizado para esa etapa, conforme a lo previsto en las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente y otras aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos.
- II. Lo previsto en la normatividad aplicable en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y de protección al medio ambiente, y
- III. Los términos y condicionantes en materia de Seguridad Industrial, Operativa y Protección al Medio Ambiente de los diversos trámites bajo los cuales fue autorizado el Proyecto.

La autoridad correspondiente (Agencia), deberá resolver la viabilidad de abandonar el sitio, de conformidad con las disposiciones administrativas que se emitan al respecto. Posteriormente se procederá a realizar el desmantelamiento del equipo instalado.

Finalmente, se realizarán las actividades de restauración con el objeto de volver el uso del suelo a su vocación original.

Para el Cierre, se contará con un periodo máximo de 1 año para iniciar las actividades establecidas en el programa CDA para la etapa de Cierre, contado a partir del día hábil siguiente a la fecha de presentación a la agencia del aviso correspondiente.

En lo correspondiente a la etapa de Cierre, el programa CDA deberá elaborarse conforme a los establecido en el Anexo I, Sección A de las DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente para las etapas de Cierre, Desmantelamiento y/o Abandono de Instalaciones del Sector Hidrocarburos, e incluir las siguientes actividades:

- I. La identificación e inventario de los equipos
- II. El Desenergizado de equipos;
- III. El Aislamiento de las Instalaciones y/o de los equipos que las conforman;
- IV. El vaciado, purga o desplazamiento del hidrocarburo o cualquier otro material que se encuentre en los equipos, lo anterior con independencia de las actividades de remoción de hidrocarburo o cualquier otro material realizado durante la Inertización o desenergización; y
- V. La limpieza, y en su caso la Inertización de equipos.

Previo al inicio del Desmantelamiento se deberá tener disponible en las Instalaciones la evidencia documental que demuestre lo siguiente:

El cumplimiento a lo dispuesto en las presentes disposiciones para la etapa de Cierre, con objeto de corroborar que las Instalaciones y/o los equipos que las conforman y que serán desmantelados se encuentran en Condición segura; y

Que las Instalaciones y/o los equipos que conforman los Proyectos que serán desmantelados, hayan sido incluidos en las acciones contempladas para la etapa de Cierre y se cuente con las Constancias de baja correspondientes.

En la etapa de Desmantelamiento, se deberá ejecutar las actividades necesarias para realizar la remoción total de las Instalaciones y estructuras que conformaron el Proyecto, incluyendo la demolición, el desarmado y desmontaje, y la reutilización o disposición de equipos y accesorios, así como, el completo retiro de materiales y residuos que se

generen durante esta etapa, de manera que se cumpla con la regulación vigente en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente. Lo anterior con excepción de pozos.

Previo al inicio del Abandono, se deberá:

- Contar con el reporte detallado de conclusión del Programa CDA para la etapa de Desmantelamiento de conformidad con lo establecido en el Anexo III de las presentes disposiciones;
- Realizar un diagnóstico de daños al medio ambiente ocasionados por las actividades en el Sitio del Proyecto conforme a lo establecido en el Anexo IV de las DACG para abandono de sitio, salvo en el caso de contar con la actualización de la línea base ambiental; y en las DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente para las etapas de Cierre, Desmantelamiento y/o Abandono de Instalaciones del Sector Hidrocarburos.
- En el caso de Instalaciones terrestres, el Regulado deberá realizar una caracterización del sitio considerando los métodos establecidos en la regulación vigente, salvo que cuente con la actualización de la línea base ambiental.

Se deberá establecer las actividades que serán integradas al Programa CDA para la etapa de Abandono con base en lo siguiente:

- I. Los resultados del Análisis de Riesgo actualizados para las actividades y procesos correspondientes a la etapa de Abandono;
- II. Los términos, condicionantes, medidas de mitigación y/o compensación ambiental establecidas en la autorización del Proyecto en materia de impacto ambiental;
- III. Los resultados de la caracterización del Sitio del Proyecto y/o del diagnóstico de daños al medio ambiente ocasionados por las actividades del Regulado, o en el caso de Proyectos que cuenten con línea base ambiental los resultados de su actualización; y
- IV. Lo indicado en el Anexo I, sección C, de las DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente para las etapas de Cierre, Desmantelamiento y/o Abandono de Instalaciones del Sector Hidrocarburos, cerciorándose que las actividades sean adecuadas al Sitio del

Proyecto y se encuentren en secuencia con las actividades que se llevaron a cabo durante el Cierre y el Desmantelamiento.

Para la etapa de abandono, el Programa CDA deberá incluir las acciones de restauración, compensación ambiental y/o remediaciones apropiadas para mitigar el daño o afectación al ambiente, conforme a la normatividad aplicable.

Una vez concluidas las actividades del Programa CDA para la etapa de Abandono, el Regulado deberá obtener en un plazo no mayor a ciento ochenta días hábiles, un informe de evaluación como resultado de una Evaluación técnica, en el que se establezca el cumplimiento en tiempo y forma de las actividades establecidas en el Programa CDA, conforme al Anexo I, sección C de las DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente para las etapas de Cierre, Desmantelamiento y/o Abandono de Instalaciones del Sector Hidrocarburos.

GASODUCTO 6" Ø

No se tiene contemplado un programa de desmantelamiento y/o abandono de este tipo de instalación, debido a que su operación dependerá de las estrategias de desarrollo y/o crecimiento del presente Proyecto, por tal motivo se prioriza el llevar a cabo el programa de mantenimiento para asegurar la vida útil de los ductos y obras asociadas.

En caso de que sea necesario realizar el desmantelamiento y abandono de los ductos y obras asociadas este cumplirá con los lineamientos descritos en el Diario Oficial de la Federación, DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente para las etapas de Cierre, Desmantelamiento y/o Abandono de Instalaciones del Sector Hidrocarburos.

Se elaborará un programa de actividades de seguridad industrial, seguridad operativa y de protección al medio ambiente para esta etapa, presentándolo a las autoridades correspondientes.

El programa debe incluir por lo menos, lo siguiente:

- I. Los escenarios y recomendaciones del análisis de riesgos actualizado para esa etapa, conforme a lo previsto en las Disposiciones Administrativas de Carácter

General que establecen los lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente y otras aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos.

- II. Lo previsto en la normatividad aplicable en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y de protección al medio ambiente, y
- III. Los términos y condicionantes en materia de Seguridad Industrial, Operativa y Protección al Medio Ambiente de los diversos trámites bajo los cuales fue autorizado el Proyecto.

La autoridad correspondiente (Agencia), deberá resolver la viabilidad de abandonar el sitio, de conformidad con las disposiciones administrativas que se emitan al respecto. Posteriormente se procederá a realizar el desmantelamiento del equipo instalado. Finalmente, se realizarán las actividades de restauración con el objeto de volver el uso del suelo a su vocación original.

Para el Cierre, se contará con un periodo máximo de 1 año para iniciar las actividades establecidas en el programa CDA para la etapa de Cierre, contado a partir del día hábil siguiente a la fecha de presentación a la agencia del aviso correspondiente.

En lo correspondiente a la etapa de Cierre, el programa CDA deberá elaborarse conforme a los establecido en el Anexo I, Sección A de las DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente para las etapas de Cierre, Desmantelamiento y/o Abandono de Instalaciones del Sector Hidrocarburos, e incluir las siguientes actividades:

- I. La identificación e inventario de los equipos
- II. El Desenergizado de equipos;
- III. El Aislamiento de las Instalaciones y/o de los equipos que las conforman;
- IV. El vaciado, purga o desplazamiento del hidrocarburo o cualquier otro material que se encuentre en los equipos, lo anterior con independencia de las actividades de remoción de hidrocarburo o cualquier otro material realizado durante la Inertización o desenergización; y
- V. La limpieza, y en su caso la Inertización de equipos.

Previo al inicio del Desmantelamiento se deberá tener disponible en las Instalaciones la evidencia documental que demuestre lo siguiente:

- I. El cumplimiento a lo dispuesto en las presentes disposiciones para la etapa de Cierre, con objeto de corroborar que las Instalaciones y/o los equipos que las conforman y que serán desmantelados se encuentran en Condición segura; y
- II. Que las Instalaciones y/o los equipos que conforman los Proyectos que serán desmantelados, hayan sido incluidos en las acciones contempladas para la etapa de Cierre y se cuente con las Constancias de baja correspondientes.

En la etapa de Desmantelamiento, se deberá ejecutar las actividades necesarias para realizar la remoción total de las Instalaciones y estructuras que conformaron el Proyecto, incluyendo la demolición, el desarmado y desmontaje, y la reutilización o disposición de equipos y accesorios, así como, el completo retiro de materiales y residuos que se generen durante esta etapa, de manera que se cumpla con la regulación vigente en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente. Lo anterior con excepción de pozos.

Previo al inicio del Abandono, se deberá:

- Contar con el reporte detallado de conclusión del Programa CDA para la etapa de Desmantelamiento de conformidad con lo establecido en el Anexo III de las presentes disposiciones;
- Realizar un diagnóstico de daños al medio ambiente ocasionados por las actividades en el Sitio del Proyecto conforme a lo establecido en el Anexo IV, salvo en el caso de contar con la actualización de la línea base ambiental; y
- En el caso de Instalaciones terrestres, el Regulado deberá realizar una caracterización del sitio considerando los métodos establecidos en la regulación vigente, salvo que cuente con la actualización de la línea base ambiental.

Se deberá establecer las actividades que serán integradas al Programa CDA para la etapa de Abandono con base en lo siguiente:

- I. Los resultados del Análisis de Riesgo actualizados para las actividades y procesos correspondientes a la etapa de Abandono;
- II. Los términos, condicionantes, medidas de mitigación y/o compensación ambiental establecidas en la autorización del Proyecto en materia de impacto ambiental;

- III. Los resultados de la caracterización del Sitio del Proyecto y/o del diagnóstico de daños al medio ambiente ocasionados por las actividades del Regulado, o en el caso de Proyectos que cuenten con línea base ambiental los resultados de su actualización; y
- IV. Lo indicado en el Anexo I, sección C, de las DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente para las etapas de Cierre, Desmantelamiento y/o Abandono de Instalaciones del Sector Hidrocarburos, cerciorándose que las actividades sean adecuadas al Sitio del Proyecto y se encuentren en secuencia con las actividades que se llevaron a cabo durante el Cierre y el Desmantelamiento.

Para la etapa de abandono, el Programa CDA deberá incluir las acciones de restauración, compensación ambiental y/o remediaciones apropiadas para mitigar el daño o afectación al ambiente, conforme a la normatividad aplicable.

Una vez concluidas las actividades del Programa CDA para la etapa de Abandono, el Regulado deberá obtener en un plazo no mayor a ciento ochenta días hábiles, un informe de evaluación como resultado de una Evaluación técnica, en el que se establezca el cumplimiento en tiempo y forma de las actividades establecidas en el Programa CDA, conforme al Anexo I, sección C de las DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente para las etapas de Cierre, Desmantelamiento y/o Abandono de Instalaciones del Sector Hidrocarburos.

Utilización de explosivos

Durante el desarrollo de todas las etapas de este proyecto no se utilizará ningún tipo de explosivo.

Generación, manejo y disposición de residuos sólidos, líquidos y emisiones a la atmósfera.

En el desarrollo de las actividades de la obra de los ductos (Gasoducto de 6" ced.80 de acero y Oleoducto Flexible RTP DN 6"- ID 140 mm, 1500 psi no metálica); se generarán diversos tipos de residuos los cuales se pueden clasificar entre peligrosos, no peligrosos y residuos líquidos.

Las cantidades de generación de residuos que a continuación se presentan son estimadas, por lo que podrían variar dependiendo de las necesidades o imprevistos de la obra.

GENERACIÓN

Residuos peligrosos

Entre los residuos peligrosos que se podrán generar en las tres etapas del Proyecto se encuentran los residuos derivados de las actividades de mantenimiento en el sitio, como material impregnado con aceites o combustibles, sobrantes de recubrimiento, pinturas y solventes. Asimismo, se generarán lodos aceitosos del fondo de los equipos de proceso.

Previo al inicio de actividades en cualquiera de las etapas, se realizará el mantenimiento mecánico a las unidades motoras en talleres especializados, por lo que la disposición de los residuos generados quedará a cargo de estos. Por otra parte, el mantenimiento de equipo o maquinaria de difícil manejo o dimensión se realizará en el sitio, y estará a cargo de una compañía contratista, la cual contará con las autorizaciones correspondientes para la disposición adecuada de los residuos.

Los residuos peligrosos por generarse durante las diferentes etapas se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 35. Generación de residuos peligrosos por etapa del DDV, Oleoducto 6" y Gasoducto de 6".

Etapas del proyecto	Residuo	Características de peligrosidad ¹				Cantidad estimada kg/mes	Fuente de generación
		C	R	T	I		
Preparación del sitio y construcción	Estopas y trapos impregnados de combustibles y aceite, aceite gastado y filtros.			X	X	7	Mantenimiento mecánico a equipo y maquinaria
	Envases y sobrantes de recubrimientos anticorrosivos, pintura y solventes			X	X	10	Construcción de la instalación

Etapa del proyecto	Residuo	Características de peligrosidad ¹				Cantidad estimada kg/mes	Fuente de generación
		C	R	T	I		
Operación y Mantenimiento	Estopas y trapos impregnados de combustibles y aceite, aceite gastado y filtros.			X	X	10	Mantenimiento mecánico a equipo
	Lodos aceitosos de fondos de equipos.			X	X	214 m ³	Limpieza de equipo
	Envases y sobrantes de recubrimientos anticorrosivos, pintura y solventes			X	X	5	Trabajos de mantenimiento
Desmantelamiento y abandono de las instalaciones	Estopas y trapos impregnados de combustibles y aceite, aceite gastado y filtros.			X	X	5	Limpieza de equipos
	Lodos aceitosos de fondos de equipos.			X	X	210 m ³	Limpieza de equipo

1Características de peligrosidad: C: corrosivo; R: reactivo; T: tóxico. I: inflamable;

2Cantidad estimada generada por mantenimiento cada cinco años y en su caso desmantelamiento de equipos.

Residuos no peligrosos

Entre los residuos sólidos se encuentran los residuos generados por el personal de la obra, como residuos de alimentos, papel, plástico, cartón, PET, así como partes metálicas.

Tabla 36. Generación de residuos no peligrosos por etapa. Oleoducto de 6" y Gasoducto de 6".

Etapa del proyecto	Residuo	Clasificación ¹ (RSU-RME)	Cantidad estimada	Fuente de generación
Preparación del sitio y construcción	Residuos vegetales	RSU	1.85 ton/ha ²	Desmante y despalle
	Residuos de alimentos	RSU	1 kg/día (por persona)	Personal de la obra
	Papel, cartón, envolturas de plástico, PET, latas de aluminio, vidrio.	RSU		

Etapa del proyecto	Residuo	Clasificación ¹ (RSU-RME)	Cantidad estimada	Fuente de generación
	Partes metálicas, pedacería de tubos, varillas, alambón, alambre recocido, soldadura, discos, rebaba, entre otros.	RME	500 kg/mes	Construcción
Operación y Mantenimiento	Residuos de alimentos.	RSU	1 kg/día (por persona)	Personal de la obra
	Papel, cartón, envolturas de plástico, PET, latas de aluminio, vidrio.	RSU		
	Partes metálicas, pedacería de tubos, varillas, válvulas e instrumentos reemplazados.	RME	200 kg	Mantenimiento y/o reparación en el sitio
Desmantelamiento y abandono de las instalaciones	Residuos de alimentos	RSU	1 kg/día (por persona)	Personal de la obra
	Papel, cartón, envolturas de plástico, PET, latas de aluminio, vidrio.	RSU		
	Partes metálicas (chatarra)	RME	1000 Kg	Desmantelamiento

¹Clasificación. RSU (Residuo Sólido Urbano); RME (Residuo de Manejo Especial)

²Generación estimada con base en la superficie por impactar. La cantidad estimada de residuos vegetales corresponde a la superficie por impactar en la instalación del quemador de fosa ecológico.

Residuos líquidos.

Los residuos líquidos en las etapas de preparación del sitio, construcción, desmantelamiento y abandono se integrarán por agua residual proveniente del uso de letrinas portátiles, mientras que en la etapa de operación se genera agua residual producto de los baños y lavamanos.

Tabla 37 Generación de residuos líquidos por etapa.

Etapa de la obra	Residuo	Cantidad estimada	Fuente de Generación
Preparación del sitio y Construcción	Agua residual producto de letrinas portátiles	470 litros/semana	Sanitarios y lavamanos

Etapa de la obra	Residuo	Cantidad estimada	Fuente de Generación
Operación y mantenimiento	Agua residual producto de baños	700 litros/semana	Sanitarios y lavamanos
Desmantelamiento y abandono de las instalaciones	Agua residual producto de letrinas portátiles	200 litros/semana	Sanitarios y lavamanos

MANEJO Y DISPOSICIÓN DE RESIDUOS

Residuos peligrosos.

Los residuos serán manejados de acuerdo con las disposiciones establecidas en la LGPGIR y su reglamento, así como en la normatividad aplicable para cada tipo de residuo.

Adicionalmente, se cuenta con planes de manejo los cuales se darán de alta a la ASEA para la construcción del Gasoducto y Oleoducto a nombre Servicios de transportación aceite y gas SA DE CV, los cuales se aplicarán en particular para el manejo de residuos.

Los residuos peligrosos generados, en las tres etapas del Proyecto como aceites lubricantes gastados, sobrantes de anticorrosivos, pinturas, solventes y materiales impregnados con cualquiera de los antes mencionados, serán depositados de acuerdo con el tipo y estado (sólido o líquido) en contenedores con tapa que permita un sellado hermético, estos serán separados por tipo de residuo tomando en cuenta la incompatibilidad entre dos o más residuos considerados como peligrosos de acuerdo a normatividad.

Los derivados de las reparaciones y/o mantenimientos, una vez terminada la actividad, la compañía contratista a cargo será la responsable de transportarlos y depositarlos en un almacén temporal para su posterior disposición final.

En la etapa de operación como parte del mantenimiento se realizará limpieza a los equipos de proceso, por lo menos cada cinco años, la limpieza, manejo, transporte y

disposición final se llevará a cabo por empresas prestadoras de servicios, autorizadas por la ASEA/SEMARNAT y la SCT.

Para la etapa de operación y mantenimiento los residuos generados se almacenarán en recipientes los que serán etiquetados y clasificados conforme al residuo que contengan cuidando la compatibilidad entre ellos; y serán colocados en un almacén temporal localizado en el sitio donde se instalará la caseta del Operador, el cual contará con las características establecidas en los lineamientos de la LGPGIR y su reglamento, se llevará el control de entradas y salidas a través de una bitácora.

El almacén temporal contará con techumbre y geomembrana para la protección del suelo en caso de derrame, tendrá además señalamientos preventivos y prohibitivos, identificación de los residuos contenidos y extintor. De igual forma cumplirá con lo establecido en el artículo 82 del reglamento de la LGPGIR, y se controlarán las entradas y salidas de los residuos por medio de bitácora.

La disposición final de los residuos peligrosos se realizará de manera periódica por parte de una empresa prestadora de servicios que cuente con autorización vigente de la ASEA/ SEMARNAT y la SCT.

Los residuos generados no deberán rebasar un periodo mayor a seis meses en el almacén, conforme a lo establecido en el artículo 84 del Reglamento de la LGPGIR. El prestador de servicios entregará a la empresa un manifiesto en el cual se incluirá la cantidad y tipo de residuos recolectados, fecha de recolección, número de autorización de los servicios, y firma del responsable, lo anterior de acuerdo con lo establecido en la fracción III del artículo 86 del Reglamento de la LGPGIR.

Los residuos que no se tenga certeza de su peligrosidad, serán evaluados de acuerdo con la NOM-052-SEMARNAT-2005, Que establece las características, el procedimiento de identificación, clasificación y los listados de los residuos peligrosos.

Residuos no peligrosos.

Los residuos sólidos urbanos (RSU) se recolectarán en contenedores con tapas debidamente etiquetados de acuerdo con el tipo de residuo que contenga, verde para residuos biodegradables (orgánicos) y gris para residuos (inorgánicos).

Los residuos con capacidad de reciclaje como papel, cartón, vidrio, PET entre otros, serán clasificados de acuerdo con su origen, separados y almacenados para su envío a los centros de acopio. Asimismo, se colocarán señalamientos para difusión del manejo adecuado de los residuos, dirigidos al personal trabajador.

Los residuos no reciclables serán periódicamente transportados al sitio de disposición final. Para realizar este trabajo se contará con los servicios de una compañía contratista que se encargará del transporte hasta el basurero municipal de Moloacán, la cual debe contar con la autorización del H. Ayuntamiento.

Para el caso de los residuos de manejo especial, como pedacería de tubos, partes metálicas, varillas, válvulas entre otros, estos se reciclarán o reutilizarán según el caso, el resto serán almacenados dependiendo de la cantidad en contenedores metálicos debidamente identificados y tapados. El transporte hacia los sitios de disposición final estará a cargo de un prestador de servicios que contará con las debidas autorizaciones para su correcto transporte y disposición final.

Residuos líquidos.

La empresa prestadora del servicio de sanitarios y/o letrinas será la encargada de la recolección y disposición final del residuo, el cual será recolectado dos veces por semana y transportado a la planta de tratamiento más cercana al área del proyecto previa autorización municipal correspondiente.

Se llevará un control por medio de bitácora de los residuos generados y las fechas de recolección por parte del prestador de servicios, a quien se le exigirá los comprobantes de la correcta disposición final.

Por otra parte, el agua residual generada por baños y lavamanos en la etapa de operación se enviará a fosas sépticas para un tratamiento primario, de acuerdo a la NOM-006-CNA-1997 el mantenimiento de la fosa se llevará a cabo cada seis meses por una empresa autorizada, misma que realizará disposición final en el sitio autorizado por la entidad correspondiente. En cuanto a las aguas aceitosas se reincorporarán al proceso de separación.

EMISIONES A LA ATMÓSFERA

Generación gases efecto invernadero CO₂, CH₄, NO₂, CFC, O₃, entre otros

En la siguiente tabla se presenta el estimado de las emisiones a la atmósfera, de los equipos y maquinaria utilizados en cada etapa.

Tabla 38. Generación de GEI por equipos y maquinaria. Oleoducto de 6" y Gasoducto de 6".

Cálculo de emisiones durante la obra tipo infraestructura para el manejo de producción (Planta Criogénica)									
Clasificación	Etapas			Combustible	Consumo por día	Unidad de Consumo	Emisión a la atmósfera ton/día		
	Preparación del sitio	Operación y mantenimiento	Desmantelamiento y abandono				CO ₂	CH ₄	NO ₂
Vehículos de Transporte	X	X	X	Gasolina	15	Litros	0.0334	0.00001208	0.00000387
	X			Diésel	20	Litros	0.1843324	0.00000970	0.00000970
Maquinaria de construcción	X		X	Diésel	110	Litros	0.2896653	0.00001622	0.00011180
Equipo de operación		X		Gas	1.5	Millones de pies cúbicos	0.00236198	0.000000004	0.000000004

Maquinaria de construcción: En esta categoría se considera toda la maquinaria de construcción, independientemente del uso, potencia de la maquinaria y fabricante.

Vehículos de Transporte: En esta categoría se considera el transporte vehicular independientemente de su peso bruto, uso y año modelo.

*Se presenta en ton/día ya que no se utilizarán de manera anual solo el tiempo requerido.

Nota: En la parte de Operación se contará con motores eléctricos para operar las bombas con las que se desplazará el crudo por lo cual no se generará ninguna emisión.

Emisiones fugitivas

Existen diversas fuentes potenciales de emisiones por fugas en el equipo que comprende los Ductos (Gasoducto de 6" ced.8 de acero y Oleoducto Flexible RTP DN 6"- ID 140 mm, 1500 psi no metálica); tales como válvulas de seccionamiento, trampas de recibo, etc., son fuentes potenciales debido al posible deterioro de los sellos. Las emisiones fugitivas de los componentes ocurren en el equipo de proceso cuando hay escapes accidentales de líquido o gas. En general, estas emisiones se presentan en

raras ocasiones y son difíciles de predecir; algunas veces son intermitentes y varían en intensidad a lo largo del tiempo.

Para la identificación de emisiones fugitivas se utilizarán tecnologías para la detección oportuna de las mismas, tales como cámara infrarroja.

Para mantener en buen estado el funcionamiento de los equipos utilizados en la instalación, se llevarán a cabo actividades de mantenimiento preventivo de forma mensual, mismo que se realizará en intervalos predeterminados de acuerdo con criterios prescritos o como una recomendación emanada del resultado de una actividad predictiva. Otra medida para la disminución de fugas de contaminantes es el mantenimiento correctivo el cual consiste en reparar los daños o fallas del equipo, evitar riesgos en la integridad del sistema o para restablecer el funcionamiento óptimo del mismo.

De la misma forma mediante la eficiencia operativa, se buscará mejorar el desempeño de todas las operaciones, para ello se llevará a cabo inspecciones a las instalaciones con el propósito de identificar los componentes que emiten o fugas de gases, los cuales una vez ubicados se realizarán las mediciones utilizando métodos y equipos especializados, cuyos resultados ayudarán a determinar qué componentes, equipos y/o procesos con fugas/venteos serían económicamente factibles para reparar o mitigar.

Por otra parte, la actualización de los procedimientos operativos y capacitación al personal permitirá conocer las características operativas del sistema lo que a su vez dicho conocimiento será utilizado durante las actividades de inspección, pudiendo identificar en su momento cualquier falla u operación anormal en el sistema.

Infraestructura para el manejo y disposición adecuada de los residuos

Para los residuos, se contempla un almacén temporal de residuos peligrosos, con medidas de seguridad para prevenir cualquier incidente y construido conforme a la LGPGIR y su Reglamento, el uso CONTENEDORES ESPECIALES y con depósitos para almacenar los residuos orgánicos e inorgánicos no peligrosos.

Los residuos No Peligrosos Inorgánicos, se entregarán para su reciclaje a empresas dedicadas a ello, en cambio para los desechos orgánicos estos podrán utilizarse como abono orgánico o ser dispuestos en el relleno sanitario municipal.

5.3 DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO.

Debido a las condiciones ambientales del sitio y a la naturaleza del proyecto, se consideró como el área de influencia directa (AID) a la zona en la que se realizarán las obras, conocida como Derecho de vía (DDV), ya que esta zona será la que estará sujeta a las modificaciones causadas por actividades como los movimientos de tierra (cortes, excavaciones, despalmes, entre otras), necesarias en el proyecto.

Algunas de las actividades contempladas en el proyecto tendrán una influencia menos evidente en los componentes ambientales, pero de gran importancia para evaluar su impacto; tal es el caso del ruido provocado por la maquinaria, la cual puede superar los 84 dB y extenderse por varios metros a la redonda del sitio. Es por ello, que para delimitar el área de influencia indirecta del proyecto (AII) se consideró un radio de 500 metros a partir de la línea central de los ductos el cual abarca el área estimada en que el ruido puede tener efectos perturbadores en la fauna y las personas.

Asimismo, por las ondulaciones que presenta el terreno, el impacto visual será distinto desde diferentes ángulos de observación; por lo que, se estima que una distancia 250 metros de Área de Influencia Indirecta es aplicable para este impacto.

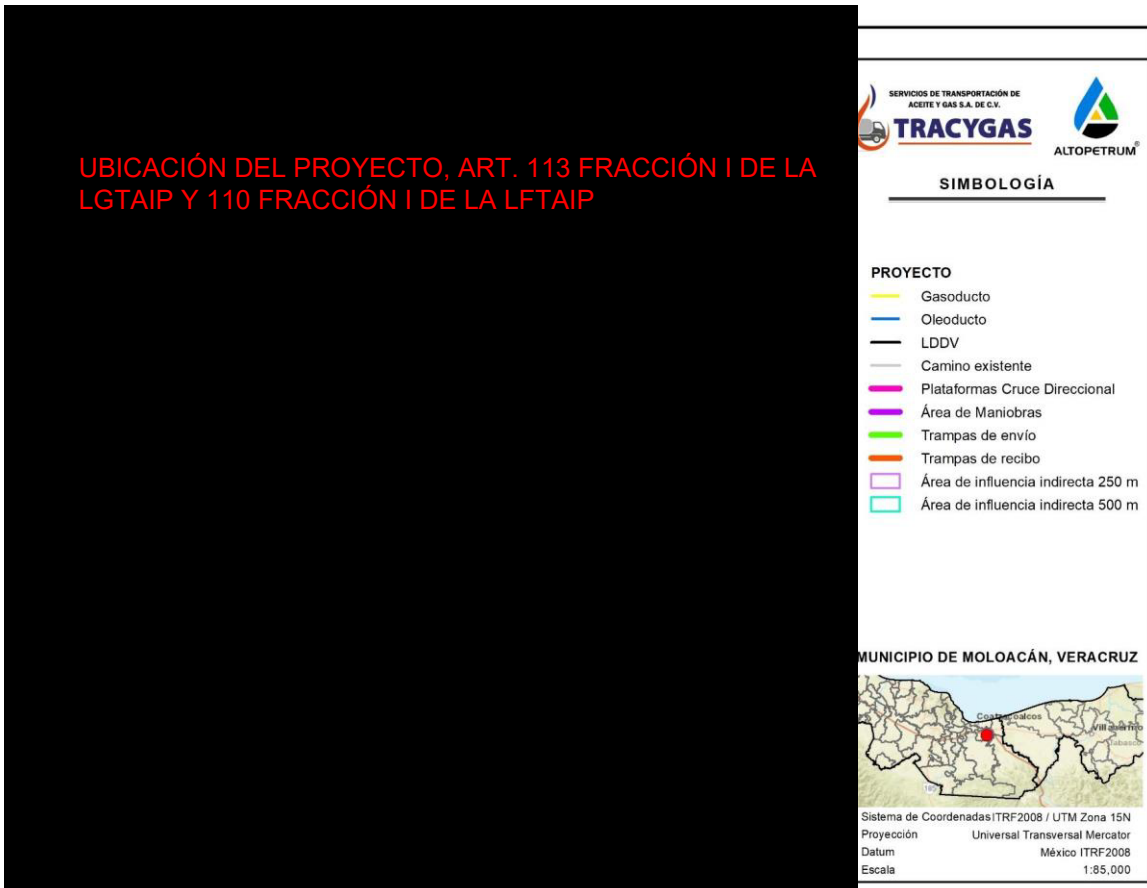


Figura 13. Áreas de influencia indirecta del proyecto.

La delimitación del Sistema Ambiental (SA), se realizó bajo un proceso automático, mediante el procesamiento de datos usando Sistemas de Información Geográfica (SIG), específicamente con el software ArcGIS, aplicando la siguiente metodología:

- Se obtuvo un archivo de elevación de la zona de interés. En este caso, el INEGI cuenta con el Continuo de Elevación Mexicano en formato DEM.
- Este dato de entrada es analizado por el software mediante la herramienta Fill, obteniendo un archivo DEM mejorado o ajustado.
- Usando el archivo anterior como dato de entrada, se analiza mediante la herramienta Flow Direction para obtener como resultado un archivo denominado Direction el cual va a identificar la dirección del flujo de la cuenca con respecto a las pendientes del terreno.
- Posteriormente, se utiliza la herramienta Flow Accumulation que al final va a generar la red de flujo de la cuenca en un archivo que se llamará Accumulation.

- De esa red hidrográfica, se escoge un punto de salida de todo el volumen de agua de la cuenca, para luego aplicarle la herramienta Watershed, generando automáticamente la delimitación de la cuenca en un formato raster.
- Al final, este último archivo se tendrá que convertir a un formato vectorial mediante la herramienta raster to polygon.

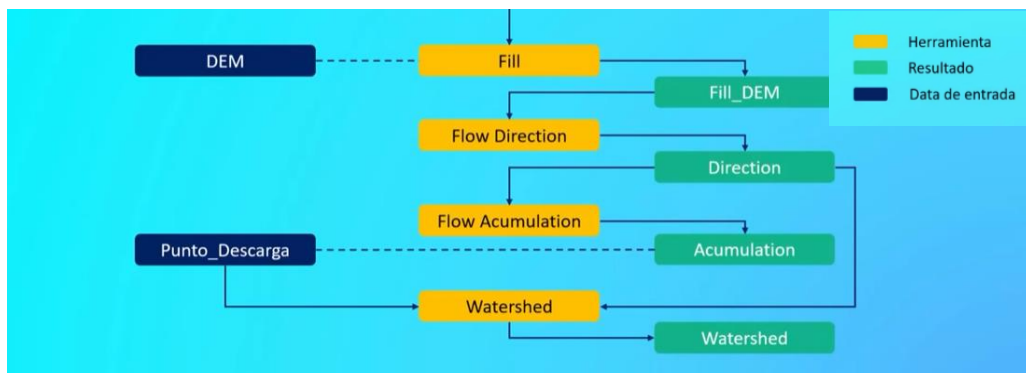


Figura 14. Diagrama de flujo usado para la delimitación del SA.

Una vez calculado las cuencas, se consideraron otros componentes bióticos y abióticos que permitieran afinar los límites del Sistema Ambiental usando los componentes más relevantes de la zona, al mismo tiempo que representara su diversidad ecosistémica e importancia ecológica, y que permitiera realizar un análisis a una escala apropiada para el proyecto.



Figura 15. Modelo de elevación (Relieve), del INEGI.

Como resultado, se obtuvo un modelo de relieve en el que se observan los parteaguas (zonas de mayor elevación) de las cuencas hidrográficas presentes en la zona. Las elevaciones del terreno en zonas donde los cambios son abruptos representan barreras naturales que pueden delimitar algunos procesos ecológicos, comportamientos biológicos o relaciones interespecíficas.

Posteriormente, se realizó la sobreposición de la capa hidrográfica del INEGI, en el que se muestra una congruencia entre el relieve modelado por el SIG. Los escurrimientos (ríos y arroyos); así como, cuerpos de agua (lagunas y embalses) pueden ser útiles para delimitar un sistema ambiental, ya que estos representan barreras naturales que pueden delimitar algunos procesos ecológicos, comportamientos biológicos o relaciones interespecíficas.

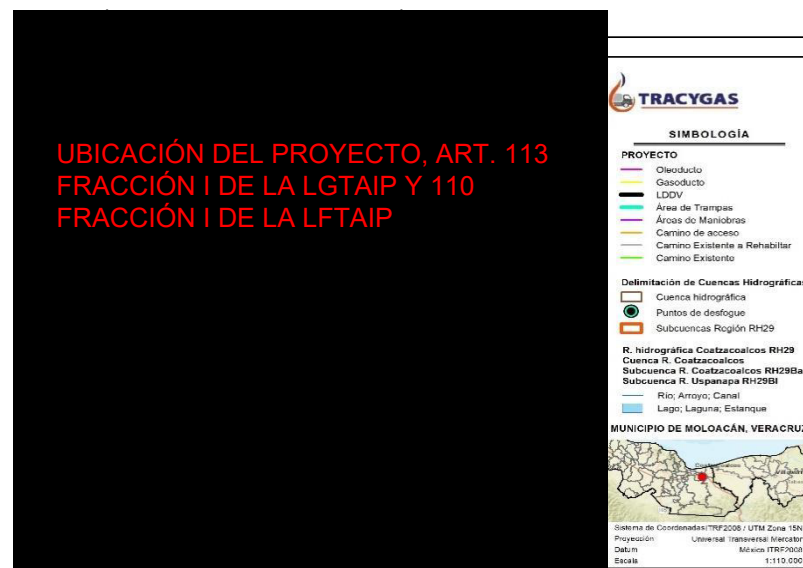


Figura 16. Capa Hidrográfica del INEGI



Figura 17. Uso de suelo y vegetación Series VI, INEGI.

Uno de los componentes importantes del ecosistema es la vegetación; por lo anterior, se realizaron sobreposiciones con la capa de Uso de Suelo y Vegetación serie VI, en la cual se pudo apreciar que la zona está predominada por vegetación de pastizal, con presencia de parches de vegetación secundaria de selva alta perennifolia que no presentan conectividad entre sí.

En el presente estudio, se descartó usar este componente para delimitar el SA ya que los parches de vegetación más conservada se localizan en las zonas de mayor elevación.

Otro componente ambiental que tiene la capacidad de influir procesos ecológicos, comportamientos biológicos o relaciones interespecíficas es el suelo. Aunque no es un factor delimitante para especies móviles, si puede propiciar la presencia-ausencia de especies vegetales.

No obstante, no presenta una delimitación definida en la zona; por lo cual, no marcó un papel predominante en la delimitación del SA.



Figura 18. Carta Edafológica del INEGI

Con base en lo mencionado, y sabiendo que los ecosistemas son sistemas funcionales estructurados jerárquicamente (formados por flujos de materia y energía) y que estos se manifiestan en distintas escalas (tanto temporales como espaciales) y el concepto de ecosistema no establece límites espaciales o temporales, era necesario ubicar sitios que delimiten algunos de estos componentes en un espacio mejor definido; por lo cual se consideró que la mejor propuesta para la delimitación del Sistema Ambiental (SA) para el proyecto, respondería a la consideración de microcuencas calculadas a partir del procesamiento automático mediante el uso de SIG, las cuales comprenden unidades espaciales que guardan cierta homogeneidad en sus características y que se pueden considerar como subsistemas en los que los ecosistemas y los elementos bióticos y abióticos están relacionados con la hidrología particular definida por su parteaguas.

Durante el proceso de sobreposición con otras capas de información, se utilizaron temas como: clima, geología, sismicidad, sistema de topoformas y acuíferos; sin embargo, estos presentan límites a escala regional, no siendo factibles en la delimitación del actual Sistema Ambiental.

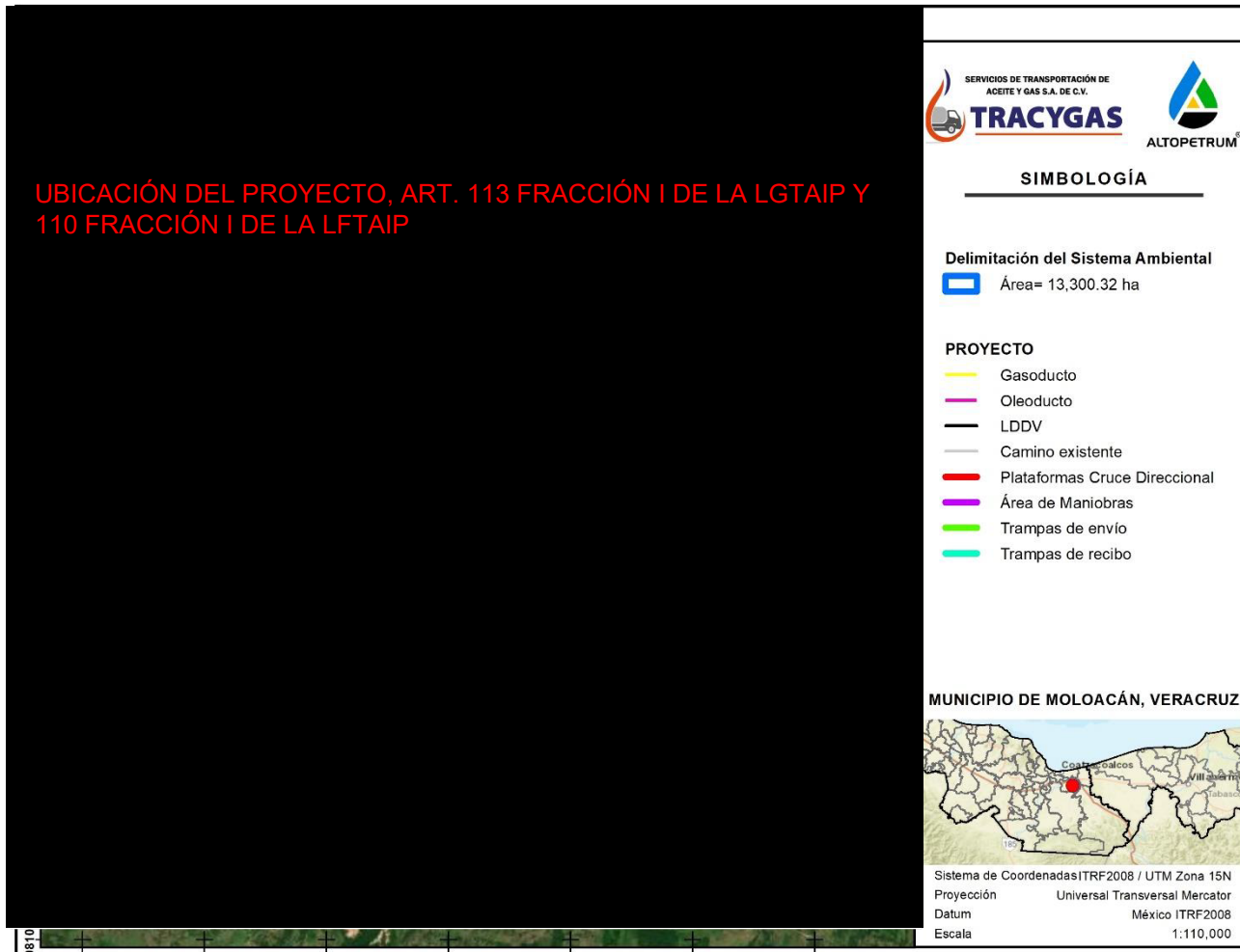


Figura 19. Delimitación del Sistema Ambiental del Proyecto.

CARACTERIZACIÓN Y ANÁLISIS DEL SISTEMA AMBIENTAL.

Aspectos abióticos.

a) Clima.

De acuerdo con la clasificación de Köppen, modificada por E. García, en el Sistema Ambiental se tiene un clima cálido húmedo con lluvias todo el año, una temperatura anual mayor a 22° C y una temperatura en el mes más frío de 18°C.

Tabla 39. Superficies por tipo de clima del Sistema Ambiental y Proyecto.

Clave	Tipo de clima	Superficie			
		Sistema Ambiental		Proyecto	
		Ha	%	Ha	%
Am(f)	Cálido húmedo (porcentaje lluvia invernal >10.2)	13,300.32	100	30.2	100

El Servicio Meteorológico Nacional (SMN) no posee estaciones meteorológicas para el análisis de las condiciones climáticas en el Sistema Ambiental, por lo cual fue necesaria la selección de las estaciones próximas en operación, siendo estas: La Cangrejera (30456), Tancochapa (30167) y Minatitlán (30107).

Tabla 40. Estaciones climatológicas del Servicio Meteorológico Nacional.

Estación	Municipio	Clave	Latitud (N)	Longitud (W)	Altura (msnm)
La Cangrejera	Coatzacoalcos	30456	18° 6'20.00"	94°19'53"	34
Tancochapa	Las Choapas	30167	17°52'25"	94° 05'20.00"	13
Minatitlán	Minatitlán	30107	17°59'20.04"	94°33'30.96"	35

Fuente: CONAGUA (2016). <http://smn.cna.gob.mx/es/emas>

Los datos proporcionados por la CONAGUA de las tres estaciones meteorológicas, comprendieron los periodos de 1997 al 2014 en la estación La Cangrejera, 1948 al 2015 en la estación Tancochapa y 1922 al 2015 en la estación Minatitlán, los cuales se analizaron para conocer el comportamiento de los parámetros meteorológicos durante el período de referencia.

Temperatura media.

De acuerdo con las temperaturas registradas en las tres estaciones, se observó que las variaciones mínimas y máximas van de los 17.16°C hasta los 31.58°C; las menores

temperaturas se presentaron en el mes de enero; mientras que las más altas entre los meses de mayo y junio. La estación La Cangrejera mostró una máxima mensual de 30.17°C en mayo y una mínima mensual de 18.81 °C en enero, mientras que la media anual correspondió a 24.74 °C. Las temperaturas máximas que arrojó la estación Tancochapa, se observaron en el mes de mayo con 31.58°C y los valores mínimos se presentaron en el mes de enero con 19.94 °C y una temperatura anual promedio de 26.07°C. En tanto, la estación Minatitlán presentó una temperatura máxima de 31.40°C en el mes de junio y una temperatura mínima de 17.16°C en enero; con un promedio en el año de 25.84°C.

Precipitación media.

Los datos históricos de precipitación pluvial mensual, permitieron establecer que, en septiembre y octubre, fueron los meses con más lluvias, registrando valores de 403.3 mm a 576.88 mm; mientras que los meses con menores precipitaciones son febrero, marzo y abril con un rango de los 32.63 mm a los 73.61 mm. La mayor precipitación anual se obtuvo en la estación La Cangrejera con 2841.11 mm; seguido de Tancochapa con 2296.65 mm y Minatitlán con 2043.25 mm.

Frecuencia de tormentas eléctricas.

Las tormentas eléctricas, presentan valores más altos en la estación Minatitlán y en la que se han registrado desde días nulos hasta un mes continuo de este fenómeno meteorológico. La base de datos de la CONAGUA presenta que los últimos registros de un mes completo con tormentas eléctricas datan en julio y agosto de 1988.

Tabla 41. Tormentas eléctricas.

Estación	Tormentas eléctricas
La Cangrejera	0
Tancochapa	0-16
Minatitlán	0-31

Fuente: CONAGUA (2016).

Frecuencia de granizadas y heladas.

Las granizadas son nulas sin embargo de acuerdo con registros del Atlas Nacional de Riesgos, se encontró que pueden presentarse con una ocurrencia de cero a un día, en los municipios de Minatitlán, Nanchital, Coatzacoalcos, y Agua Dulce; de la misma forma las heladas son consideradas muy bajas.

b) Aire.

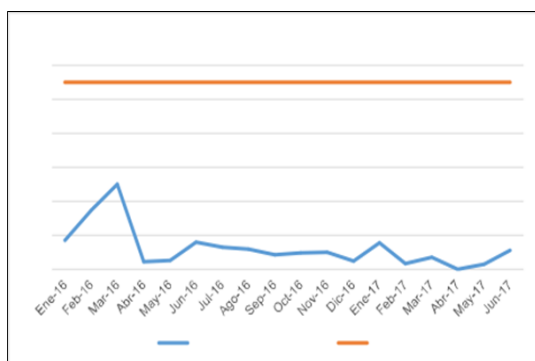
Los principales mecanismos de contaminación atmosférica son las actividades industriales y los servicios de transportes que implican procesos de combustión, que generan emisión de partículas y gases contaminantes, principalmente de Óxidos de Nitrógeno (NOx), Bióxido de Carbono (CO₂), Monóxido de Carbono (CO), e Hidrocarburos, que modifican la calidad del aire.

Calidad del aire del Sistema Ambiental.

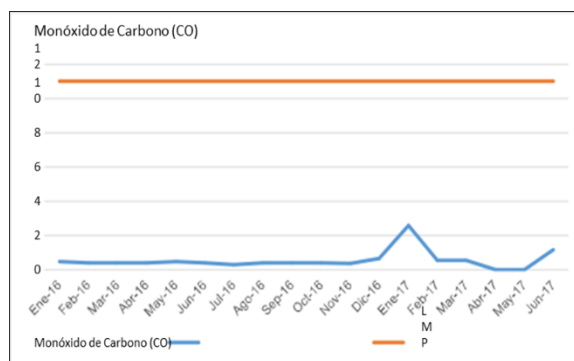
En México existen normas de calidad del aire, las cuales establecen las concentraciones máximas de contaminantes en el ambiente que no pueden ser excedidas con determinada frecuencia, a fin de garantizar la protección de la salud de la población.

En el Informe Nacional de Calidad del Aire publicado por el INECC se presenta información de 22 SMCA distribuidas en 19 estados del país. Para el estado de Veracruz el sistema de monitoreo de calidad del aire se encuentra a cargo de la SEDEMA del Gobierno del Estado y se conforma por estaciones automáticas, las cuales se localizan en las ciudades de Xalapa, Minatitlán y Poza Rica.

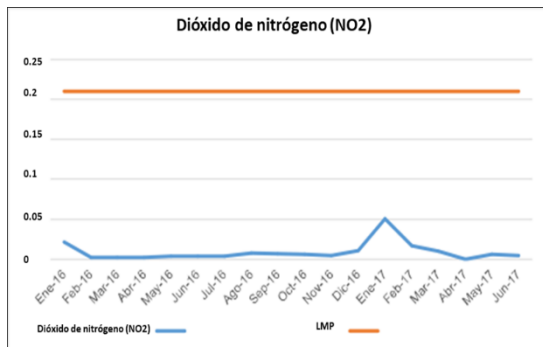
Para determinar la calidad del aire en el SA, se tomaron como referencia los datos de la estación de monitoreo más cercana a este, la cual corresponde a la estación de monitoreo Minatitlán, ubicada en las instalaciones del Instituto Tecnológico de Minatitlán, a continuación, se presentan los resultados correspondientes a los años 2016 y parte de 2017, para los parámetros anteriormente citados.



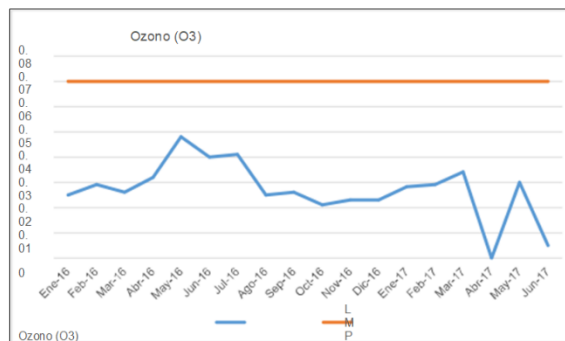
Dióxido de Azufre, el promedio del periodo analizado no rebasa el LMP conforme a lo establecido en la NOM-022-SSA1-2010, por lo que no representa un riesgo por exposición a la población.



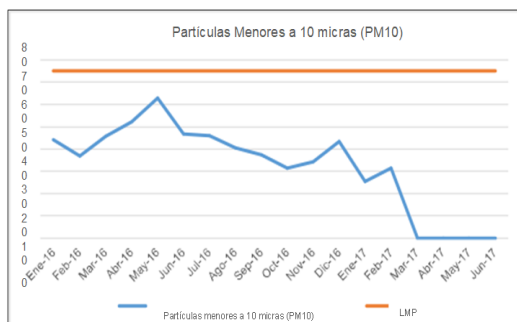
Monóxido de Carbono, la emisión se encuentra por debajo del LMP conforme a lo establecido en el numeral 4 de la NOM-021-SSA1-1993



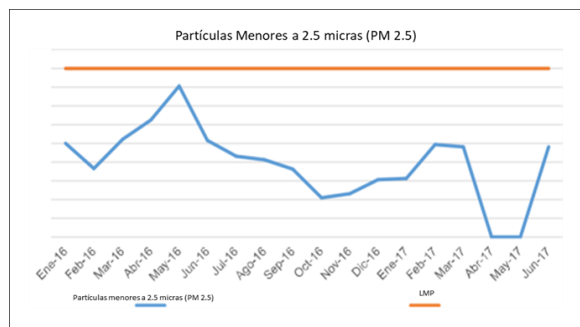
Dióxido de nitrógeno, este contaminante se encuentra por debajo del LMP conforme a lo establecido en la NOM-023-SSA1-1993, por lo que no representa un riesgo por exposición a la población.



Ozono (O3) se identifica que el promedio anual no rebasa el LMP conforme a lo establecido en la NOM-020-SSA1-2014



PM10 comportamiento por debajo de sus límites máximos permisibles conforme a los requisitos establecidos en la NOM-025-SSA1-2014



PM2.5 comportamiento por debajo de sus límites máximos permisibles conforme a los requisitos establecidos en la NOM-025-SSA1-2014

Es importante mencionar que, el Sistema Ambiental se localiza aproximadamente a 26.7 km al Este de la estación de monitoreo, por lo que, considerando la distancia y la dispersión de los contaminantes, no representa un factor de contaminación.

Calidad del aire del Proyecto.

Para conocer la calidad del aire presente en el área del Proyecto se identificaron y localizaron las fuentes fijas de contaminantes atmosféricos que pueden afectar la calidad del aire en la zona. La identificación se llevó a cabo con la información emitida por el Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes (RETC), el cual enlista entre otras, las fuentes fijas registradas por la industria petrolera.

Adicionalmente se consideraron las fuentes fijas identificadas durante los recorridos de campo. Por lo tanto, en la selección de los sitios para el monitoreo de la calidad del aire se incluyó la infraestructura petrolera, así como instalaciones de servicio público como el basurero municipal.

A continuación, se presentan los sitios de monitoreo para determinar la calidad del aire, así como su localización geográfica.

Tabla 42. Localización geográfica de los sitios de monitoreo calidad del aire del Proyecto.

ID	SITIOS DE MONITOREO	COORDENADAS UTM	
		X	Y
S1	Estación Compresoras Cuichapa	COORDENADAS DEL PROYECTO ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP	
S2	Quemador Estación Compresoras		
S3	Batería de Separación Cuichapa 2		
S4	Planta de Inyección de Agua Congénita Cuichapa		
S5	Cercano al basureo municipal de la localidad de Villa Cuichapa		

La calidad del aire se determina en función del tipo y concentración de los diferentes contaminantes gaseosos, aerosoles y materiales particulados presentes en la atmósfera.

Para el monitoreo, se emplean dos tipos de normas: de salud ambiental que establecen los límites permisibles y técnicas que definen los métodos de medición de los contaminantes, mismos que se citan a continuación:

Tabla 43. Normatividad en materia de calidad del aire.

Contaminantes	Normas técnicas y/o método de referencia	Norma de salud
Bióxido de Azufre (SO ₂)	NOM-038-SEMARNAT-1993	NOM-022-SSA1-2010
Bióxido de Nitrógeno (NO ₂)	NOM-037-SEMARNAT-1993	NOM-023-SSA1-1993
Ozono (O ₃)	NOM-036-SEMARNAT-1993	NOM-020-SSA1-2014
Monóxido de Carbono (CO)	NOM-034-SEMARNAT-1993	NOM-021-SSA1-1993
Partículas Suspendidas Totales (PST)	NOM-035-SEMARNAT-1993	NOM-025-SSA1-2014 (derogada)
Hidrocarburos Totales del Petróleo (HTP)	EPA-Method 25A	ATSDR / OSHA
Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos (HAP)	NIOSH 5506	ATSDR / OSHA

Un elemento importante para la ubicación de los equipos de monitoreo fue la disponibilidad de energía eléctrica, por lo que, la ubicación del equipo estuvo delimitada por el acceso a la electricidad y la seguridad del equipo de medición. Como fue el caso del basurero y el quemador de la Estación Compresoras, en donde el equipo se localizó

a una determinada distancia de estos, pero considerando además la dirección de los vientos para un mejor análisis.

Los resultados de los parámetros monitoreados se presentan a continuación:

Tabla 44. Resultados del monitoreo de calidad del aire del Proyecto.

Parámetro	Unidad	LMP	Norma de Referencia/ Documento	S1	S2	S3	S4	S5
SO2	ppm	0.11*	NOM-022-SSA1	0.0208	0.0074	0.0054	0.0005	0.0010
NO2	ppm	0.21**	NOM-023-SSA1	0.0040	0.0004	0.0035	0.0035	0.0198
O3	ppm	0.095**	NOM-020-SSA1	0.0412	0.0001	0.0045	0.0109	0.0002
CO	µg/m ³	11.00***	NOM-021-SSA1	0.0248	0.0054	0.0032	0.0017	0.0128
PST	µg/m ³	210*	NOM-025-SSA1	16	19	6	9	20
HTP	ppm	500*	ATSDR/OSHA	0.0201	0.0002	0.0040	0.0003	0.0001
HAP:	mg/m ³	0.2	ATSDR/OSHA	-	-	-	-	-
Benzo (a) antraceno	mg/m ³	—	—	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01
Benzo (b) fluoranteno	mg/m ³	—	—	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01
Benzo (k) fluoranteno	mg/m ³	—	—	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01
Benzo (a) pireno	mg/m ³	—	—	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01
Benzo (e) pireno	mg/m ³	—	—	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01
Divenz (a,h) antraceno	mg/m ³	—	—	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01
Indenol (1,2,3-cd) Pireno		—	—	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01

LMP: Límite Máximo Permissible

NOM-020-SSA1: NOM-020-SSA1-2014, Salud ambiental. Valor límite permisible para la concentración de ozono (O3) en el aire ambiente y criterios para su evaluación.

NOM-021-SSA1: NOM-021-SSA1-1993, Salud ambiental. Criterio para evaluar la calidad del aire ambiente con respecto al monóxido de carbono (CO). Valor permisible para la concentración de monóxido de carbono (CO) en el aire ambiente como medida de protección a la salud de la población.

NOM-022-SSA1: NOM-022-SSA1-2010, Salud ambiental. Criterio para evaluar la calidad del aire ambiente, con respecto al dióxido de azufre (SO2). Valor normado para la concentración de dióxido de azufre (SO2) en el aire ambiente, como medida de protección a la salud de la población.

NOM-023-SSA1: NOM-023-SSA1-1993, Salud ambiental. Criterio para evaluar la calidad del aire ambiente con respecto al bióxido de nitrógeno (NO2). Valor normado para la concentración de bióxido de nitrógeno (NO2) en el aire ambiente como medida de protección a la salud de la población.

Fuente: Elaboración propia (2018) con base a los resultados del monitoreo de la calidad del aire realizados por parte del laboratorio Tecnología Ambiental Integral.

De acuerdo con los resultados del monitoreo para determinar la calidad de aire del área del Proyecto, el ozono (O3), monóxido de carbono (CO), bióxido de azufre (SO2) y bióxido de nitrógeno (NO2) no rebasan el límite máximo permisible indicado en la normatividad mexicana en materia de salud, en ninguno de los puntos analizados.

Geología y Geomorfología:

Características geomorfológicas.

El Proyecto se encuentran ubicado en la en la subprovincia de la Llanura Costera Veracruzana), la cual es una llanura costera de fuerte aluvionamiento por parte de los ríos, los más caudalosos del país, que la atraviesan para desembocar en el sur del Golfo de México. La mayor parte de su extensión, a excepción de la discontinuidad fisiográfica de Los Tuxtlas y algunos lomeríos bajos, está muy próxima al nivel del mar y cubierta de material aluvial.

Geomorfológicamente, las llanuras aluviales o de inundación son áreas adyacentes a corrientes de agua, una forma de terreno compuesto primariamente de material depositado no consolidado, derivado de sedimentos transportados por los ríos.

En la Planicie Costera de Veracruz, se extiende un paisaje de lomerío suave a localmente ondulado, con 100 a 150 m de altitud, desarrollado sobre areniscas y conglomerados del Mioceno, localmente fracturados. Está constituida en su mayor parte por depósitos de sedimentos recientes (suelos), que cubren gran parte de la secuencia sedimentaria depositada en cuencas marinas del Terciario. Las rocas que afloran en la provincia cubren un lapso geocronológico que va del Jurásico Superior al Cuaternario (reciente).

Los depósitos del Mioceno sobreyacen en aparente concordancia a las rocas del Oligoceno y están representados por las unidades de lutita-arenisca-conglomerado, arenisca-conglomerado y arenisca, las cuales pertenecen a las Formaciones Depósito, Encanto, Concepción, Filisola y Paraje Solo. Las lutitas son arenosas, bien consolidadas y en ocasiones mal estratificadas, de colores gris y gris azulado. Las areniscas son calcáreas, de grano fino, en estratos cuyo espesor varía de 10 a 30 centímetros, de color gris y gris amarillento. Los conglomerados están formados por gravas provenientes de material volcánico, su matriz es calcárea, son de color gris con tonos amarillentos. También existen algunas intercalaciones de tobas y arenas no consolidadas. En esta provincia los depósitos están ampliamente distribuidos, su expresión morfológica es de pequeños montículos y de planicies.

Relieve

El Proyecto forma parte de la Cuenca Terciaria de Veracruz, la cual corresponde a una gran depresión donde se depositaron sedimentos terrígenos derivados de la erosión de

las rocas carbonatadas del Mesozoico. Tales depósitos tienen un predominio de areniscas de grano fino a medio con intercalaciones de lutitas, cuerpos aislados de conglomerados y estratos carbonatados.

La Cuenca Terciaria de Veracruz o Cuenca Terciaria del Sureste, es considerada como la más prolífica en producción de aceite y gas en México; se integra por las cuencas Salina del Istmo, Comalcalco, Macuspana y el Pilar Reforma-Akal, con una superficie costa adentro y costa afuera.

La columna geológica reconoce la presencia de la formación Salina, Méndez, Lutitas Nanchital, Depósito, Encanto, Paraje Solo y Cedral. Las unidades más recientes Paraje Solo y Cedral representan al Plioceno y Plioceno – Pleistoceno respectivamente, encontrándose la primera profusamente distribuida en la Cuenca Salina del Istmo formando conglomerados y areniscas. Cedral con areniscas, lutitas y conglomerados.

El derecho de vía se ubica sobre la superficie de roca tipo Plioceno Lutita-Arenisca Tm (lu-ar).

Fallas y zonas de fracturas.

Los eventos tectónicos que actuaron en la Provincia Petrolera Sureste en tiempos y direcciones de esfuerzos diferentes generaron estilos estructurales sobrepuestos que conforman el marco tectónico estructural complejo en el sureste de México y el área marina somera y profunda del sur del Golfo de México.

Con respecto al área del proyecto, existe una concentración de elementos estructurales en forma de fallas y fracturas, hacia el noroeste en la zona de la Sierra de los Tuxtlas, y hacia el sur, en los límites con Oaxaca y Chiapas.

Sismicidad.

Dentro de la clasificación de municipios de la República Mexicana de acuerdo con la regionalización sísmica, el Proyecto queda incluido en la zona B, la cual es una zona intermedia, 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.

Actividad volcánica

La zona de volcanes más cercana se localiza a 58 kilómetros al noroeste del Proyecto, a la altura de la localidad de Pajapán, a partir de la cual se distingue la presencia de aparatos volcánicos en lo que corresponde a la zona de los Tuxtlas

Deslizamientos y derrumbes

Los deslizamientos o procesos de remoción de masa que se presentan en la región donde se localiza el Proyecto, son de tipo traslacional, es decir, una masa de material se desliza sobre una superficie aproximadamente plana con movimientos generalmente superficiales y controlados por zonas de debilidad, cuyos factores condicionantes en la aparición de este fenómeno son en su mayoría de tipo climáticos (abundante aportación de agua al subsuelo), hidrológicos (estancamiento de agua) y geomorfológicos o topográficos (pendiente mayor del 15%).

Inundaciones.

De acuerdo al Atlas Municipal de Riesgo Nivel Básico de Moloacán, el área del Proyecto, está propensa a sufrir inundación de tipo combinado fluvial-pluvial, es decir, se generan cuando la temporada de lluvias intensas, desborda el agua de los ríos sobre los terrenos aledaños. Las inundaciones pueden tener lugar en zonas bajas o llanas cuando el suelo se ve saturado y el agua no puede discurrir o no puede desplazarse lo suficientemente rápido, por lo que se acumula y son de dos tipos: lentas y súbitas.

Todas estas corrientes ven incrementadas sus aguas hacia la temporada de lluvias, durante los meses de septiembre y octubre, y la conformación morfológica de su territorio permite la sedimentación hacia la llanura de inundación, dificultando el arrastre de material hacia otros cuerpos y corrientes de agua.

La zona donde se ubica el Proyecto pertenece a la subprovincia fisiográfica Llanura de inundación, por lo que la mayor parte de su territorio es llano, pero también se localizan algunas zonas altas. De acuerdo con el perfil de elevación y al tipo de suelo presente, las áreas bajas susceptibles a inundación se concentran en la parte Oeste hacia el río Coatzacoalcos; otra zona se ubica en la parte NE siguiendo la confluencia de los arroyos hacia su desembocadura en el río Tonalá.

c) Tipos de suelo

Tipo de suelos del Proyecto.

En Veracruz las condiciones de temperatura y precipitación han ocasionado un fuerte intemperismo en las rocas sedimentarias, relativamente suaves, y aun en las ígneas, de tal manera que dominan los suelos profundos sobre los limitados por rocas a menos de un metro de profundidad.

En la zona del proyecto, los suelos están conformados por arenas finas con poca presencia de arcillas, suelos de tipo: Acrisol órtico, Cambisol dístrico y Cambisol gléyico, con textura Fina.

Los Acrisoles son suelos muy ácidos, arcillosos (más de 35% de arcilla), con drenaje interno moderadamente drenado, desarrollados, profundos o moderadamente profundos (50 a 100 cm), y que presentan un horizonte subyacente denominado argílico el cual posee un mayor contenido de arcilla que el horizonte superficial. Las fuertes precipitaciones (mayores de 2 500 mm) a las que están sometidos estos suelos provocan, por un lado, el lavado y pérdida de nutrientes, por lo que éstos se encuentran en muy baja cantidad para las plantas; que el pH sea muy ácido y, por otro, la migración de arcilla de la capa superficial y su acumulación en el horizonte B. Los materiales parentales que les dan origen son: lutita-arenisca, caliza y conglomerado, los cuales en estos climas lluviosos (cálido húmedo con abundantes lluvias en verano y cálido húmedo con lluvias todo el año) han sufrido un fuerte intemperismo en sus partes más superficiales, por lo que en estas porciones tienen textura fina y colores brillantes rojizos, amarillentos, pardo-amarillentos o pardo rojizo, características que son heredadas a estos suelos.

Los Cambisoles son suelos moderadamente desarrollados, generalmente profundos, que presentan un horizonte subyacente denominado B cámbico, o un horizonte superficial denominado A úmbrico mayor de 25 cm de espesor. El horizonte B cámbico se caracteriza por su color semejante al del material parental que le da origen, pero con más estructura de suelo que de roca, y con muchos minerales primarios identificables; además, tiene consistencia friable y sin acumulación significativa de arcilla. Mientras que el horizonte A úmbrico es oscuro, con un contenido de materia orgánica mayor de 1%, bajo contenido de nutrientes para las plantas y pH ácido (menor de 6.5).

Factores de vulnerabilidad de los suelos.

En un suelo con permeabilidad deficiente o drenaje lento (texturas finas o arcillosas, y ubicados en depresiones o zonas bajas), como los Gleysoles y algunos Cambisoles, los hidrocarburos permanecerán en la superficie del suelo por periodos relativamente largos, lo cual facilita su remoción y disposición. Por su parte, en un suelo permeable (textura arenosa), se infiltrarán al interior del suelo y su limpieza será más difícil, su persistencia aumentará y consecuentemente la manifestación probable de daños al ambiente será mayor (USEPA, 1999; Cram et al., 2004, citado en Ania Mendoza C., 2010).

Considerando la descripción de cada uno de los suelos identificados, se determinó la existencia de seis parámetros principales, cuya condición puede verse afectada por las actividades petroleras y los factores ambientales. Estos parámetros son: pendiente, drenaje, inundación, deslizamiento, compactación (pérdida de porosidad) y fertilidad, los cuales permiten determinar qué tipo de suelo presenta alguna sensibilidad para las instalaciones de las obras petroleras.

Tabla 45. Características de los suelos.

Suelo	Carbono orgánico	Pendiente	Erosión	Drenaje	Compactación	pH
Cambisoles	Pobre en materia orgánica	En lomeríos de Pendientes suaves y moderadas	Moderada a alta susceptibilidad de erosión	De buena a moderada permeabilidad	Intemperismo de moderado a bajo. La pérdida de suelo disminuye recarga acuífera	Pueden llegar a presentar acidez
Acrisoles	Pobre en materia orgánica	En lomeríos de Pendientes suaves y moderadas	Moderada a alta susceptibilidad de erosión	De baja a muy baja permeabilidad	Intemperismo alto alcanza altos índices de compactación e impermeabilidad	pH muy ácido

Análisis de suelos del Proyecto.

La materia orgánica del suelo está constituida por residuos vegetales y animales en diferentes estados de descomposición, tejidos y células de organismos que viven en el suelo. En el área del Proyecto, el suelo presenta un porcentaje de materia orgánica menor a 4% considerado, de acuerdo con la NOM-021-SEMARNAT-2000 como de clase media o incluso baja.

El pH en el suelo indica su acidez o alcalinidad, es decir la concentración de iones hidrogeno que se encuentran en ese momento disociado en la solución suelo. Al mostrar el suelo un pH > 5 pero menor a 6.5 se determina que estos son moderadamente ácidos.

La acidez que presenta este suelo puede estar relacionada entre otras cosas por el tipo de clima, ya que los climas lluviosos originan suelos ácidos debido al lixiviado que efectúa la abundancia de agua cuando escurre o se infiltra.

La densidad real del suelo varía entre 2.4 y 2.6 g/cm³, mientras que la densidad aparente es menor ya que para su cálculo se considera las características porosas del suelo. Resultando este suelo con una densidad aparente de 2.1 a 2.3 g/cm³. Dada la relación de la densidad aparente y la materia orgánica, cuando al aumentar la materia orgánica y el espacio poroso disminuye la densidad aparente, esto debido a que la materia orgánica tiene un menor peso que el material mineral que componen los suelos.

Todos los tipos de suelo en el área del Proyecto presentan muy bajo contenido de nitrógeno. Generalmente la cantidad de nitrógeno presente en muchos suelos es escasa, debido a su propia dinámica y a su ciclo biogeoquímico. El bajo contenido de nitrógeno retarda el crecimiento de microorganismos, que son parte importante dentro del ciclo biogeoquímico. El déficit de nitrógeno provoca color pálido en las plantas, la planta no crece aun que, si puede florecer, pero abortan el fruto.

Las concentraciones de fosforo aprovechable para los suelos analizados son bajas al encontrarse por debajo de los 5 mg/kg, por lo que es considerado como un suelo pobre. Asimismo, deficiencia o bajos contenidos de fosforo en el suelo tienen efectos como palidez del color verde en las plantas, bordes secos y un color entre violeta y castaño, floración baja y raíces con poco desarrollo.

El grado de humedad que presentan los suelos, es bajo ya que presenta porcentajes menores al 25% de agua en el suelo. La conductividad eléctrica, es una forma indirecta de medir la salinidad en el suelo, con respecto a este parámetro, las muestras de suelo analizadas presentaron nivel muy bajo de conductividad y por lo tanto se considera que tienen efectos depreciables de salinidad. Asimismo, la determinación de los cationes solubles proporciona una cuantificación precisa del contenido total de sales en cada suelo.

La textura del suelo está determinada por las cantidades de partículas minerales inorgánicas (medidas como porcentajes en peso) de diferentes tamaños. De acuerdo con los porcentajes de arena, limo y arcilla, se determinó que el suelo al presentar un mayor porcentaje de arena es de clase textural Areno-arcilloso.

La capacidad del intercambio catiónico es la capacidad del suelo para retener e intercambiar diferentes elementos minerales, aumentando la capacidad con la presencia

de materia orgánica, y podría decirse que es la base para la fertilidad del suelo. La capacidad de intercambio catiónico depende de la textura del suelo y del contenido de materia orgánica. De acuerdo a los resultados, los suelos con textura arcillosa presentan mayor intercambio de cationes, por el contrario, los suelos de textura arenosa tienen una reducida capacidad de intercambio catiónico.

Erosión.

Los principales agentes causantes de la erosión hídrica son la energía cinética de las precipitaciones y el agua que circula por la superficie, que con una cierta velocidad crítica desprende y pone en movimiento a las partículas del suelo. La degradación de la tierra ocurre en todos los ecosistemas, teniendo un impacto sobre el medio ambiente, el potencial biológico y económico. Un mecanismo más importante de la degradación de la tierra es la erosión del suelo.

La degradación del suelo se refiere a los procesos inducidos por las actividades humanas que provocan la disminución de su productividad biológica o de su biodiversidad, así como de la capacidad actual y/o futura para sostener la vida humana (Oldeman, 1998). La evaluación de la degradación del suelo causada por el hombre elaborada por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) y el Colegio de Posgraduados (2003), es el estudio más reciente de degradación de suelos en México, y el que se ha realizado con mayor nivel de resolución. En él se consideraron cuatro procesos de degradación: la erosión hídrica y eólica y la degradación física y química.

La susceptibilidad a la erosión hídrica en México es elevada debido a que cerca de la mitad del territorio (42.2%) tiene pendientes mayores a tres grados (INE, 2003). De los tipos específicos de erosión hídrica, la pérdida de suelo superficial es el dominante. Este tipo específico de degradación tiene serias consecuencias en las funciones del suelo: remueve los nutrientes y la materia orgánica, reduce la profundidad de enraizamiento de las plantas, y disminuye la tasa de infiltración y retención de agua.

La degradación de los suelos por erosión hídrica es uno de los procesos más importantes en la pérdida de la capacidad productiva de la tierra. En la estimación de este proceso degradativo (pérdida de suelo), se han desarrollado y diseñado una serie de procedimientos y modelos

Un modelo paramétrico que pretende interpretar los mecanismos erosivos por causas y efectos, de mayor aceptación y más amplia aplicación es la Ecuación Universal de

Pérdida de Suelo (EUPS). La incorporación de los sistemas de información geográfica (SIG) a este tipo de estudios permite con técnicas modernas un mejor análisis y representación de la información georreferenciada.

Erosión hídrica del suelo

La pérdida actual de suelo en la zona del Proyecto, se distribuye de la siguiente manera: 62.30% de la superficie total se encuentra dentro de la categoría de incipiente (inferior a 5 ton/ha/año), mientras que 33.80% tiene una pérdida de 10 a 50 ton/ha/año, el resto de la superficie esta representa por las categorías ligera, severa y muy severa con una superficie de 323.88 ha, lo que representa solo 3.9% del total. Con respecto al Proyecto, la superficie total se encuentra dentro de la categoría de incipiente (inferior a 5 ton/ha/año).

d) Hidrología superficial y subterránea.

- **Hidrología superficial.**

Regiones, cuencas y subcuencas hidrológicas.

De acuerdo con las delimitaciones de cuencas hidrológicas establecidas por CONAGUA para fines administrativos, el Proyecto atraviesa el límite entre dos subcuencas que son la subcuenca "a" Río Coatzacoalcos y la subcuenca "I" Río Uspanapa, con un 60.7% y un 39.3 % respectivamente de su longitud.

Microcuencas.

Con la herramienta SIATL se delimitaron tres áreas de observación identificadas como "microcuencas", de las cuales, dos tributan al sur oeste al Río Coatzacoalcos y una al norte a la presa La Cangrejera.

Principales ríos, embalses y cuerpos de agua superficiales.

A distancia considerable de la superficie que comprende el Proyecto, se encuentran diversos cuerpos de agua. Entre los principales se encuentran el Río Coatzacoalcos al oeste, la presa cangrejera al norte y la laguna Mezcalapa al sur.

Usos.

De acuerdo con la información del Registro Público de Derechos de Agua (REPDa), no existen registros de aprovechamientos de agua superficial dentro del área de influencia del Proyecto. Sin embargo, se puede determinar que el agua contenida en las presas es utilizada para el consumo del ganado. Asimismo, no se considera ningún uso agrícola, al no existir sistemas de riego en la zona.

Por otra parte, los arroyos perennes e intermitentes son utilizados como cuerpos receptores de aguas residuales generadas en las localidades vecinas, por lo que su grado de contaminación limita el uso del agua para realizar alguna actividad.

Escurremientos.

Las precipitaciones máximas promedio mensuales para el área presentan valores promedios máximos superiores a los 69.74 mm con extraordinarios de hasta 99.20 mm, mínimos de 49.30 mm, para los años de 2001 a 2018.

Calidad del agua superficial del Proyecto.

De acuerdo con las pruebas de calidad de agua en los cruces del Proyecto con arroyos y pasos de agua, se tienen valores aparentemente normales tomando en cuenta lo establecido en la normativa vigente.

Tabla 46. Sitios de muestreo de calidad de agua.

Sitio de muestreo	Ubicación geográfica	Tipo de paso de agua/ valor superficie (S)Fondo(F)
SM1	COORDENADAS DEL PROYECTO ART. 116 PRIMER PARRAFO DE LA LGTAIP Y ART. 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP	Arroyo / S=93/F=93
SM2		Arroyo / S =460/ F=1100
SM3		Arroyo / S=460/F=28
SM4		Arroyo / S=75/F=460

*Las pruebas de laboratorio

De acuerdo con los resultados del análisis de calidad de agua realizados en los cruces aéreos, se encontró contaminación por coliformes fecales, en el área del proyecto, lo que puede deberse a la actividad pecuaria que prevalece en el área.

No se encontraron problemas de contaminación por el uso de plaguicidas y herbicidas, ya que la principal actividad realizada en la zona es de tipo ganadera, por lo que el uso

de estos químicos no representa por el momento un factor de contaminación del agua superficial dentro del área del Proyecto.

- **Hidrología subterránea.**

Unidades geohidrológicas.

El material que compone la superficie del área de Proyecto, de acuerdo con su permeabilidad y posibilidad de funcionar o no como acuífero, está constituido por material no consolidado con rendimiento alto mayor a 40 lps (litros por segundo) y material no consolidado con posibilidades medias.

El material no consolidado con rendimiento alto >40 lps se ocupa la mayor parte del SA y está constituido por suelos, arenas, gravas conglomeradas y/o tobas arenosas mal compactadas que presentan alta permeabilidad y capacidad de almacenar agua debido a su porosidad, bajo grado de cementación. Las obras de explotación existentes en esta unidad tienen rendimiento promedio superior a 40 litros por segundo.

Por otra parte, el material no consolidado con posibilidades medias se encuentra confinado en la parte ENE del Proyecto y se caracteriza por suelos, gravas, conglomerados y/o tobas arenosas con características físicas y condiciones geohidrológicas favorables, entre ellas, buena posición topográfica, porosidad y permeabilidad baja o media que permiten inferir con la ayuda de algunas manifestaciones subterráneas, la posible presencia de agua en el subsuelo.

Disponibilidad del agua subterránea.

Para fines de administración del agua subterránea el país está dividido en 653 acuíferos. De acuerdo con CONAGUA el Proyecto se encuentra comprendido en el acuífero Costera de Coatzacoalcos clase 3012, el cual se describe a continuación mencionándose además la disponibilidad de agua del acuífero.

Acuífero Costera de Coatzacoalcos.

El acuífero Costera de Coatzacoalcos, se localiza en la porción sur del estado de Veracruz, colinda con los estados de Oaxaca, Chiapas, Tabasco, y con el Golfo de México, tiene una superficie de 12,213.59 km² y abarca 21 municipios. El uso del acuífero está destinado principalmente al abastecimiento de agua potable e industrial,

concentrándose en Minatitlán, Nanchital, Complejo Industrial Pajaritos y las Choapas (D.O.F., 2016).

En general el acuífero es de tipo libre, ya que recibe una alimentación vertical por la infiltración de agua lluvia, la cual puede ser el componente más importante de la recarga total. No obstante parte oeste del acuífero se compone de sedimentos arenosos que están cubiertos por materiales finos, lo que confiere semiconfinamiento (CONAGUA, 2002).

Profundidad. De acuerdo con información de CONAGUA y SEMARNAT, los valores más profundos, mayores de 30 m, se registran en la porción central del acuífero, hacia el poblado de Moloacán, mientras que, en la porción sur y oriental del acuífero, comprendida entre Cuichapa, Las Choapas y Agua Dulce, se registran profundidades que varían entre 2 y 25 m.

CONAGUA, en su red de monitoreo piezométrico tiene registrados tres pozos de monitoreo localizados dentro del SA. El último dato reportado respecto a la profundidad del nivel estático corresponde al año 2011, donde se reportan profundidades que van de 2 hasta 28 m. Por otra parte, la base de datos del REPDA, tiene un registro de 67 aprovechamientos de agua subterránea localizados en el SA, con profundidades que varía desde los 1 m hasta los 80 m.

La evolución del nivel estático sólo presenta cambios estacionales naturales ocasionados por la alternancia de las temporadas de estiaje y lluvias. En el periodo 2011-2014 se presentaron abatimientos de hasta 1.5 m al sur de Minatitlán, mientras que en las inmediaciones de los poblados Ixhuatlán y Cuichapa ha habido una recuperación cercana al metro, caso contrario ocurre en la localidad de Moloacán donde el nivel freático ha sufrido un descenso de 2 m.

Usos principales. De acuerdo con el REPDA, las concesiones otorgadas para el aprovechamiento del agua subterránea son destinados para el uso público urbano, sin embargo, en las zonas alejadas de la mancha urbana (zonas rurales), el agua extraída de los pozos de captación es utilizada para uso y consumo humano.

Disponibilidad de agua en el acuífero. La recarga que recibe el acuífero corresponde a la suma de los volúmenes que ingresan al mismo, ya sea de forma natural (infiltración de agua lluvia o escurrimientos a lo largo de los principales arroyos) o inducida (infiltración de agua de riego o agua residual de las descargas urbanas).

La disponibilidad media anual de agua del subsuelo (DMA), constituye el volumen medio anual de agua subterránea disponibles en un acuífero, al que tendrán derecho de explotar, usar o aprovechar los usuarios, adicional a la extracción ya concesionada y a la descarga natural comprometida, sin poner en peligro a los ecosistemas.

El volumen máximo de agua que puede extraerse del acuífero Costera de Coatzacoalcos en condiciones sustentables es de 162.5 Mm³ anuales, cifra que se obtiene de restar al volumen de recarga media anual que recibe el acuífero menos la descarga natural comprometida.

De acuerdo con la información presentada, se puede determinar que el acuífero no se encuentra sobreexplotado, ya que aún existe un volumen disponible de 104.427588 Mm³.

Aun y cuando en el acuífero Costera Coatzacoalcos, existe disponibilidad de agua subterránea para otorgar concesiones o asignaciones; el acuífero deberá estar sujeto a una extracción, explotación, uso y aprovechamiento controlados para lograr la sustentabilidad ambiental y prevenir la sobreexplotación.

Zonas de recarga.

Las zonas de recarga se localizan en las elevaciones topográficas localizadas al sur del acuífero y en los lomeríos dispersos en toda su superficie, desde donde el agua subterránea circula a través de los valles que recorren los ríos y su gran cantidad de arroyos tributarios hacia el norte.

Con respecto a el área del proyecto, la recarga de agua ocurre de manera natural por medio de la infiltración del agua pluvial, la cual escurre de las zonas altas principalmente hacia los arroyos y hacia la parte sur donde las características permeables del suelo favorecen su infiltración.

Aspectos bióticos.

e) Vegetación.

En el trayecto del trazo del proyecto sólo está presente un tipo de vegetación: El pastizal cultivado.

Asimismo, en el Sistema Ambiental, se identificaron tres tipos de vegetación:

- Vegetación secundaria arbórea de selva alta perennifolia
- Vegetación secundaria arbustiva de selva alta perennifolia
- Pastizal cultivado



Figura 20. Vegetación presente en el área del proyecto y el SA.

Los tipos de vegetación presentes en el Sistema Ambiental se describen a continuación:

Pastizal Cultivado: es un tipo de agrosistema, introducido intencionalmente en la región, y que para su establecimiento y conservación requiere de algunas labores de cultivo y manejo. Además, es un tipo de vegetación dominada por herbáceas, principalmente gramíneas (pastos, zacates o graminoides).

Casi todos los pastizales de México se emplean para la producción ganadera, regularmente siempre con una intensidad excesiva. Asimismo, son los que generalmente forman los llamados potreros en zonas tropicales; por lo general, con buenos coeficientes de producción.

Regularmente, los pastizales cultivados están compuestos por pastos de diferentes partes del mundo como: Zacate Pangola (*Digitaria decumbens*), Zacate Bu-el (*Pennisetum ciliaris*), Zacate Guinea o Privilegio (*Panicum maximum*), Zacate Pará (*Panicum purpurascens*), entre otras muchas especies.

Vegetación Secundaria de Selva Alta Perennifolia: Son comunidades vegetales naturales que se han visto alteradas por elementos de disturbio, entre los que podemos citar: incendios, huracanes, erupciones, heladas, nevadas, sequías, inundaciones, deslaves, plagas, variaciones climáticas, etcétera. Estas comunidades vegetales responden a estos elementos de disturbio o cambio modificando su estructura y composición florística de manera muy heterogénea, de acuerdo con la intensidad del elemento de disturbio, la duración del mismo y sobre todo de la ubicación geográfica del tipo de vegetación.

A lo largo de miles de años varias especies se han adaptado a cubrir esas áreas afectadas en las cuales las condiciones ecológicas particulares de la comunidad vegetal natural se han alterado. En general, cada comunidad vegetal tiene un grupo de especies que cubren el espacio alterado, son pocas las especies que tienen un amplio espectro de distribución y aparecen en cualquier área perturbada. Estas especies forman fases sucesionales conocidas como "Vegetación Secundaria" que en forma natural y con el tiempo pueden favorecer la recuperación de la vegetación original.

f) Fauna.

A continuación, se describe la fauna que interactúa con el la zona de proyecto, ésta fue identificada a través de un reconocimiento de fauna silvestre por grupo.

Anfibios

La riqueza de anfibios para el SA fue de 21 especies, siendo el 85.7% del orden Anura (sapos y ranas) y el 14.2% del orden Caudata (salamandras). Del total de las especies cuatro se encuentran sujetas a protección especial según la Nom-059 (Anexo IV.4). Para el caso específico de los muestreos, teniendo un esfuerzo total de 189 horas/persona se registraron cuatro especies, todas con valores de IAR por debajo de 1, lo que indica la poca abundancia de este grupo en el SA, debido a lo alterado del habitat y la intensa actividad ganadera de la zona.

Tabla 47. Valores del Índice de Abundancia Relativa (IAR) para las especies de Anfibios.

Orden	Familia	Especie	Nombre común	Tipo de ambiente	Σ Puntaje conteos	IAR
Anura	Bufonidae	Incilius valliceps	Sapo costero	Pastizal inducido	8	0.38
Anura	Bufonidae	Rhinella horribilis	Sapo gigante	Pastizal inducido	4	0.19
Anura	Hylidae	Scinax staufferi	Rana arborícola trompuda	Vegetación arbórea	7	0.33
Anura	Ranidae	Lithobates vaillanti	Rana verde	Vegetación acuática	3	0.14

Reptiles

Se registra una riqueza de reptiles para el SA de 37 especies, de ellas, 31 (83.7) pertenecen al orden Squamata (escamosos) y las seis (16.2) al orden Testudines (tortugas; anexo IV.5). 11 especies se encuentran en Nom-059-SEMARNAT-2010, siete se encuentran sujetas a protección especial y cuatro están amenazadas.

El esfuerzo de muestreo para reptiles fue de 630 horas-persona. Se registraron ocho especies incluidas en dos órdenes y siete familias, ninguna de las especies supero el 25% de la abundancia relativa, la especie más abundante fue la lagartija arcoiris (Holcosus undulatus) con un valor de Ar de 22.45%.

Los datos obtenidos durante el muestreo indican valores bajos de abundancia para los reptiles encontrados en el SA, nuevamente, esto habla del deterioro en que se encuentra gran parte de los ambientes donde se desarrolla este grupo faunístico.

Tabla 48. Valores del Índice de Abundancia Relativa (IAR) para las especies de reptiles.

Orden	Familia	Especie	Nombre común	Tipo de registro	E C	N° ind.	IAR (%)
Squamata	Teiidae	Holcosus undulatus	Lagartija arcoiris	AV	.	11	22.45
Serpentes	Dipsadidae	Coniophanes fissidens	Culebra raya negra	AV	.	8	16.33
Squamata	Corytophanidae	Basiliscus vittatus	Toloque rayado	AV	.	8	16.33
Squamata	Iguanidae	Ctenosaura pectinata	Iguana negra	AV	A	5	10.20
Testudines	Geoemydidae	Rhinoclemmys areolata	Mojina	AV	A	5	10.20
Squamata	Iguanidae	Iguana iguana	Iguana verde	FT	Pr	4	8.16
Testudines	Emydidae	Trachemys ornata	Hicotea	AV	.	4	8.16
Testudines	Staurotypidae	Staurotypus triporcatus	Tortuga guau	AV	A	4	8.16

AV; aistamiento, FT; fototrampeo

Aves

El esfuerzo total de muestreo para las aves fue de 630 horas-persona. La riqueza de especies fue de 37 incluidas en 17 órdenes, 94.5%% son especies residentes y solamente *Egretta caerulea* y *Passerina cyanea* son especies con hábitos migratorios. Las especies *Butorides virescens*, *Mycteria americana* y *Psarocolius Montezuma* se encuentran bajo protección especies de la NOM-059-SEMARNAT-2010.

Respecto a la abundancia de las especies, se registraron un total de 890 individuos, los valores de abundancia relativa muestran valores bajos para todas las especies, 35 especies se categorizaron como raras (debido a la proporción de individuos de su especie en comparación con los individuos de todas las especies) y únicamente dos especies, *Psilorhinus morio* y *Psarocolius montezuma* presentan valores de Ar superiores al 10% lo que las ubica como especies "no comunes", a pesar de esto, y de ser las dos especies más abundantes, sus densidades poblacionales son bajos comparados con la densidad total.

El deterioro ambiental del SA propicia a una distribución irregular de las especies de aves, esto se refleja en los datos de Ar obtenidos. En general, las aves presentes en el SA son especies adaptadas a vivir en áreas perturbadas y acostumbradas a los disturbios humanos utilizando los ambientes del SA principalmente para alimentarse, refugiarse y anidar.

En el siguiente Listado de AVES del Sistema Ambiental. (Se incluyen especies identificadas durante el muestreo). E: Estacionalidad (R: residente; M: migratoria). EC: Estado de conservación (Pr: sujeta a protección especial). Ar: Abundancia relativa.

Tabla 49. Especies de aves identificadas durante el muestreo.

Orden	Familia	Nombre científico	Nombre común	E	C R	N° ind.	Ar (%)	Ar
Passeriformes	Icteridae	<i>Psarocolius montezuma</i>	Zacua	R	Pr	189	21.24	No común
Paseriformes	Corvidae	<i>Psilorhinus morio</i>	Pea	R	.	165	18.54	No común
Accipitriformes	Accipitridae	<i>Buteo magnirostris</i>	Aguililla caminera	R	.	57	6.40	Rara
Passeriformes	Corvidae	<i>Psilorhinus morio</i>	Papan oscuro, Pea	R	.	51	5.73	Rara
Passeriformes	Icteridae	<i>Molothrus aeneus</i>	Vaquero ojorojo	R	.	43	4.83	Rara

Orden	Familia	Nombre científico	Nombre común	E	C R	N° ind.	Ar (%)	Ar
Passeriformes	Icteridae	Quiscalus mexicanus	Zanate	R	.	39	4.38	Rara
Galliformes	Cracidae	Ortalis vetula	Chachalaca común	R	.	35	3.93	Rara
Cuculiformes	Cuculidae	Crotophaga sulcirostris	Garrapatero	R	.	33	3.71	Rara
Psittaciformes	Psittacidae	Aratinga nana	Perico pecho sucio	R	.	32	3.60	Rara
Cathartiformes	Cathartidae	Coragyps atratus	Zopilote común	R	.	19	2.13	Rara
Pelecaniformes	Ardeidae	Bubulcus ibis	Garza ganadera	R	.	19	2.13	Rara
Accipitriformes	Accipitridae	Accipiter nisus	Gavilán común	R	.	17	1.91	Rara
Pelecaniformes	Ardeidae	Egretta thula	Garza nivea	R	.	17	1.91	Rara
Anseriformes	Anatidae	Dendrocygna autumnalis	Pijiji	R	.	15	1.69	Rara
Passeriformes	Cardinalidae	Passerina cyanea	Azulejo	M	.	14	1.57	Rara
Pelecaniformes	Ardeidae	Ardea alba	Garza grande	R	.	14	1.57	Rara
Columbiformes	Columbidae	Columbina passerina	Tortolita común	R	.	13	1.46	Rara
Passeriformes	Mimidae	Mimus gilvus	Cenzontle	R	.	13	1.46	Rara
Cathartiformes	Cathartidae	Coragyps atratus	Aura cabeza Roja	R	.	9	1.01	Rara
Passeriformes	Tyrannidae	Pitangus sulphuratus	Luis grande	R	.	9	1.01	Rara
Accipitriformes	Accipitridae	aquila verreauxii	Águila negra	R	.	8	0.90	Rara
Charadriiformes	Jacaidae	Jacana spinosa	Jacana mesoamericana	R	.	8	0.90	Rara
Passeriformes	Icteridae	Icterus gularis	Bolsero de Altamira	R	.	8	0.90	Rara
Apodiformes	Trochilidae	Amazilia yucatanensis	colibrí pecho canelo	R	.	7	0.79	Rara
Ciconiiformes	Ciconiidae	Mycteria americana	Cigüeña americana	R	Pr	6	0.67	Rara
Passeriformes	Mimidae	Mimus saturninus	Calandria	R	.	6	0.67	Rara
Passeriformes	Emberizidae	Sporophila torqueola	Dominico	R	.	6	0.67	Rara
Pelecaniformes	Ardeidae	Egretta caerulea	Garza azul	M	.	6	0.67	Rara
Piciformes	Ramphastidae	Melanerpes aurifrons	Carpintero	R	.	6	0.67	Rara
Falconiformes	Falconidae	Pandion haliaetus	Vaquero	R	.	5	0.56	Rara
Falconiformes	Falconidae	Caracara cheriway	Caracara	R	.	4	0.45	Rara
Pelecaniformes	Ardeidae	Butorides virescens	Garza verde	R	Pr	4	0.45	Rara
Coraciiformes	Alcedinidae	Chloroceryle americana	Pescador americano	R	.	3	0.34	Rara
Gruiformes	Rallidae	Aramides cajanea	Rascón cuello igris	R	.	3	0.34	Rara
Strigiformes	Strigidae	Glaucidium brasilianum	Lechuza enana	R	.	3	0.34	Rara

Orden	Familia	Nombre científico	Nombre común	E	C R	Nº ind.	Ar (%)	Ar
Accipitriformes	Pandionidae	Pandion haliaetus	Águila pescadora	R	.	2	0.22	Rara
Pelecaniformes	Ardeidae	Cochlearius cochlearius	Garza cucharón	R	.	2	0.22	Rara

Mamíferos

Con un total de 672 h de cámara trampa y 38 000 m2 muestreados, se obtuvo que la riqueza de mamíferos para el sistema ambiental es de ocho especies. Estas especies se agrupan en cinco órdenes, siete familias y ocho géneros. (Anexo IV.7). Las especies Chironectes minimus y Dasypus novemcinctus se encuentran en peligro de extinción según la NOM-059-SEMARNAT-2010.

Con respecto a la abundancia de las especies, la más abundante fue Didelphis virginiana con cerca del 30% de abundancia, las especies antes referidas en peligro de extinción junto a el Pecari tajacu son las que presentan las abundancias más bajas.

Tabla 50. Valores del Índice de Abundancia Relativa (IAR) para las especies de mamíferos.

Orden	Familia	Especie	Nombre común	Tipo de registro	E C	Nº ind.	Ar (%)
Artiodactyla	Tayassuidae	Pecari tajacu	Pecarí de collar	Huella	.	2	4.88
Carnivora	Canidae	Canis latrans	Coyote mexicano	Huella/sonido	.	7	17.07
Carnivora	Procyonidae	Procyon lotor	Mapache	Fototrampeo	.	8	19.51
Cingulata	Dasypodidae	Dasypus novemcinctus	Armadillo	Madriguera	P	2	4.88
Didelphimorphia	Didelphidae	Chironectes minimus	Tlacuache de agua	Huella	P	1	2.44
Didelphimorphia	Didelphidae	Didelphis virginiana	Tlacuache común	Huella	.	12	29.27
Rodentia	Cricetidae	Oryzomys rostratus	Raton de campo	Madriguera	.	3	7.32
Rodentia	Sciuridae	Sciurus aureogaster	Ardilla gris	Avistamiento	.	6	14.63

Especies en algún estatus de conservación.

Del total de las especies de fauna, 19 se encuentran en alguna categoría de riesgo, según la NOM-059-SEMARNAT-2010, 13 sujetas a protección especial, cuatro amenazadas, y dos en peligro de extinción.

Tabla 51. Listado de especies bajo alguna categoría de riesgo según la NOM-059-SEMARNAT-2010, registrados para el sistema ambiental.

Especie	Nombre común	Tipo de registro	CR
ANFIBIOS			
Lithobates brownorum	Rana leopardo	Referido en la literatura	Pr
Bolitoglossa mexicana	Salamandra mexicana	Referido en la literatura	Pr
Bolitoglossa platydactyla	Salamandra pies anchos	Referido en la literatura	Pr
Bolitoglossa rufescens	Salamandra rojiza	Referido en la literatura	Pr
REPTILES			
Ctenosaura acanthura	Iguana negra	Avistamiento directo	A
Iguana iguana	Iguana verde	Referido en la literatura	PR
Sphaerodactylus glaucus	Geco enano callejero	Referido en la literatura	PR
Coluber mentovarius	Sabanera	Referido en la literatura	A
Imantodes cenchoa	Culebra cordelillo chata	Referido en la literatura	PR
Leptodeira annulata	Culebra ojo de gato	Referido en la literatura	PR
Tropidodipsas sartorii	Culebra caracolera	Referido en la literatura	PR
Rhinoclemmys areolata	Mojina	Avistamiento directo	A
Staurotypus triporcatus	Tortuga guau	Avistamiento directo	A
Kinosternon leucostomum	Tortuga o labios blancos	Referido en la literatura	Pr
AVES			
Butorides virescens	Garza verde	Avistamiento directo	Pr
Psarocolius montezuma	Zacua	Avistamiento directo	Pr
Mycteria americana	Cigüeña americana	Cámara trampa	Pr
MAMIFEROS			
Dasypus novemcinctus	Armadillo	Madriguera	P
Chironectes minimus	Tlacuache de agua	Huella	P

Especies de valor comercial.

El principal aprovechamiento de las aves en el sistema ambiental es su uso como mascota, y muchas otras, especialmente los reptiles como iguanas y tortugas son aprovechadas como alimento, actividad que se hace de forma tradicional y sin un uso regulado. La lista completa de las especies aprovechadas en el SA es;

Tabla 52. Especies con valor comercial en el sistema ambiental.

Especie	Nombre común	Objeto de uso
Sporophila moreletii	semillero de collar	Mascota
Icterus gularis	ceniztonle	Mascota
Mimus saturninus	Calandria	Mascota
Aratinga nana	Loro pecho sucio	Mascota

Especie	Nombre común	Objeto de uso
<i>Sciurus aureogaster</i>	Ardilla vientre rojo	Mascota
<i>Dendrocygna autumnalis</i>	Pijiji	Alimento
<i>Pecari tajacu</i>	Pecarí de collar	Alimento
<i>Ctenosaura acanthura</i>	Iguana negra	Alimento
<i>Iguana iguana</i>	Iguana verde	Alimento
<i>Trachemys ornata</i>	Hicotea	Alimento
<i>Rhinoclemmys areolata</i>	Mojina	Alimento
<i>Staurotypus triporcatus</i>	Tortuga guau	Alimento
<i>Quiscalus mexicanus</i>	Zanate	Medicina

g) Paisaje.

El área del SA se localiza en el Distrito Coatzacoalcos en el Municipio Moloacán, en el estado de Veracruz, y está conformado por un polígono con llanuras aluviales y un conjunto de lomeríos menores, sobre un terreno que corresponde a la época del mioceno donde predominan litológicamente areniscas y lutitas, sin fallas visibles o eventos sísmicos que pudieran modificar drásticamente el paisaje.

El lomerío se presenta como una topografía irregular y poco accidentada lo largo del costado Oeste y Suroeste, así como al Noreste, con pocas pendientes mayores a 45° y elevaciones de hasta 180 m, este relieve presenta riesgos de inestabilidad por laderas que pudieran alterar el paisaje sobre todo en épocas de lluvias.

En el SA prevalece el clima cálido húmedo, con temperaturas medias que oscilan entre los 27°C y 29°C y una precipitación anual superior a los 2000 mm, donde los meses más calurosos se presentan en mayo y junio, permiten entrever un paisaje en tonalidades sepia, en algunas áreas, y los meses más lluviosos en septiembre y octubre, provocan panorama de verdes intensos.

En esta zona se pueden encontrar relictos esparcidos de selva baja perennifolia, la cual está representada por especies de notable altitud como el guapaque, sombrerete, corpus, roble blanco, rosa morada, ojoche, jobo y tololote; otros árboles de talla mediana presentes son el corozo, chaca, cuisal, volador, manzano, solerillo y guarumo, en los cuales es frecuente observar orquídeas y bromelias. Dentro de las especies reportadas destaca la palmilla *Zamia* sp, con categoría de Amenazada.

Las superficies pantanosas del SA con suelos tipo Gleysol, son cubiertas por plantas herbáceas de entre 1 a 3 m de alto, de hojas grandes y anchas de color verde claro que apenas permiten ver el pantano, conocidas como popal o popotera, además de platanillos y algunos pastos.

Las zonas más bajas corresponden a los lechos de escorrentías tributarios temporales, que recorren el sitio en dirección norte – noroeste – suroeste. En sus márgenes crean ambientes propicios para las aves distintivas de zonas bajas inundables y de vegetación de galería, entre las que destacan la garza ganadera, la jacana norteña, el pijije y el papán real. Las especies arbóreas que crecen sobre suelos principalmente de Luvisoles son cotidianamente amates, chalahuites y macayos.

Asociados a los tipos de vegetación presentes, especies características de anfibios como la rana de árbol mexicana y la rana de ojos rojos; reptiles como la lagartija panza rosada, la tortuga rugosa de monte, la lagartija arcoíris y la iguana verde; aves como el zopilote negro, aguililla caminera, zanate o tordo, urraca o papán común, papan real y el perico pecho sucio, además de mamíferos como el tlacuache común y la ardilla de vientre roja.

Análisis de vulnerabilidad por fenómenos naturales.

Terremotos (SISMOS)

La zona donde se localiza la instalación está considerada dentro de los valores de sismología baja del país, esto hace que la vulnerabilidad del municipio a eventos de carácter catastrófico sea mínima. Se tienen reportes del servicio meteorológico nacional de la U.N.A.M, sobre sismos presentados en la zona, cuya magnitud fue menor a 4 grados en la escala de Richter.

Deslizamientos

El Campo Cuichapa Poniente se ubica en terrenos que presentan ligeras ondulaciones sin embargo no se observan relieves de importancia, esto representa la escasa probabilidad de que ocurran deslizamientos de tierra o roca.

Derrumbes

El área de interés se ubica dentro de la zona de lomeríos de poca pendiente, esto no constituye un riesgo de que ocurran derrumbes en la zona.

Otros movimientos de Tierra o Roca

Las características topográficas del área de interés manifiestan baja posibilidad de ocurrencia de movimientos de tierra o roca, ya que la superficie de naturaleza poco accidentada no puede ocasionar tal afectación.

Actividad Volcánica

El volcán más próximo a la instalación es conocido como Chichonal, se ubica en el municipio de Pichucalco, Chiapas con una altura de 1250 m, el cual registró su última erupción el 28 de marzo de 1982.

Efectos Meteorológicos Adversos (Inversión térmica, niebla)

Los fenómenos atmosféricos más severos que se presentan de manera general en el estado de Veracruz, son los ciclones tropicales y los frentes fríos de carácter de perturbaciones, depresiones, tormentas y huracanes; estos se presentan principalmente durante los meses de junio a octubre, afectando al estado de manera importante al desplazarse sobre la península de Yucatán, Golfo de México e Istmo de Tehuantepec. En la actualidad, la duración de estos fenómenos es muy variada, sin embargo, no suelen afectar por más de 15 días una sola región sin disiparse o trasladarse a otro lugar.

Respecto a la niebla, y de acuerdo a las normales climatológicas de la desaparecida SARH, a partir del mes de Septiembre y hasta marzo se acumulan un total de 60 días (15.726%) con niebla para este período, en tanto que para los meses de abril y agosto se han obtenido registros hasta de 31 días, es decir, el 8.5% de nubosidad que complementan el 100% (90 días o 24.9%) para un ciclo anual, debiendo destacar que en esta región del estado de Veracruz, en todos los meses del año hay presencia de nieblas, con predominancia de estas dos grandes acumulaciones.

Inundaciones

Por la característica del relieve ligeramente ondulado, la depositación de materiales finos permeables, las abundantes lluvias y los ríos, se ha propiciado el hecho de que el manto freático se encuentre muy cerca de la superficie de los suelos, o bien, que ocurra una saturación hídrica e inundación de los mismos hacia las partes bajas o valles de los lomeríos.

Huracanes

Los efectos meteorológicos críticos con alguna posibilidad de manifestación se encuentran vinculados con huracanes tropicales, frentes fríos y lluvias torrenciales denominadas "nortes", los cuales son producto de ondas de alta y baja presión en periodos definidos durante ciclos anuales. Las perturbaciones, depresiones, tormentas y/o huracanes cuando inciden, se presentan en los meses de junio a octubre; los efectos ocasionados son fuertes inundaciones y vientos huracanados, como los ocasionados en 1995 por los huracanes Opal y Roxana.

Con relación a los frentes fríos, estos se presentan en los meses de noviembre a febrero y provocan descensos bruscos de temperatura por periodos cortos, aunque no ocasionan perturbaciones considerables en la zona.

5.3.1 TRANSPORTE POR DUCTOS.

El Campo Cuichapa Poniente se localiza aproximadamente a 35 kilómetros al sureste de la Ciudad de Minatitlán, en Villa Cuichapa, dentro del Municipio de Moloacán, Estado de Veracruz. Fisiográficamente se localiza en la Planicie Costera del Golfo de México, en la porción terrestre de la Cuenca Salina del Istmo, que pertenece a la Provincia Geológica de la Cuenca Terciaria del Sureste.

El proyecto considera el establecimiento de un Derecho de Vía, dentro del cual, se construirán dos ductos principales dentro de una misma zanja, separados entre sí 1 metro de paño a paño, para el manejo de la producción del campo Cuichapa Poniente y cualquier otro campo aledaño y/o tercero que esté interesado en utilizar la infraestructura a desarrollar por TRACYGAS. El proyecto contempla un **"Oleoducto de 6" Ø x 20.974 Km (tubería no metálica de polietileno extruido de alta densidad), de la Planta Deshidratadora Cuichapa a interconexión en CCC Palomas y un gasoducto de 6" Ø x 15.765 Km (tubería de acero al carbono), de la Planta Criogénica de Punto de Rocío y Estación de Compresión Cuichapa a interconexión con el Sistema SISTRANGAS"**, inicia en la Planta Deshidratadora Cuichapa, localizada en Villa Cuichapa, y concluye en la interconexión en CCC Palomas, dentro del Municipio de Moloacán, Estado de Veracruz.

Limitaciones de la instalación.

Considerando una distancia de 800 m a partir del DDV, en las siguientes Tablas se señalan las zonas vulnerables con la cual interactuará el proyecto, teniendo como herramienta principal para definir la información, la cartografía integrada en el **Anexo 4** (Croquis de ubicación del proyecto) y todo lo descrito en el apartado 5.3, Descripción del entorno, así como, las siguientes Figuras donde se señala el radio de los 800 con respecto a la ubicación del proyecto.

Tabla 53. Proximidades y cruzamientos con zonas vulnerables de población en el entorno de la franja de 800 m a ambos lados del DDV.

Tipo de zona vulnerable de población	Nombre de la zona vulnerable de población	Ubicación (N/S/E/O/NE/SE/NO/SO)	Distancia al ducto (m)	Tipo (proximidad o cruzamiento)	Km inicial de la proximidad o cruzamiento (cadenamiento)	Km final de la proximidad o cruzamiento (cadenamiento)
GASODUCTO-OLEODUCTO						
ARROYO 1						
Localidad	Tlacuilolapan	E	380	Proximidad	5+100	5+900
Iglesia	Testigos de Jehová	E	230	Proximidad	5+100	5+150
Iglesia	San judas tadeo	E	390	Proximidad	5+100	5+150
Iglesia	tabernáculo de Tlacuilolapan	E	270	Proximidad	5+300	5+350
Parque	Tlacuilolapan	E	500	Proximidad	5+850	5+900
Restaurante	Las palapas	E	330	Proximidad	4+450	4+460
Restaurante	Comedor las tres hermanas	E	300	Proximidad	5+600	5+610
ARROYO 2						
Sin proximidades	---	---	---	---	---	---
VIA FERREA						
Caserío	ND	SE	480	Proximidad	11+400	11+480
OLEODUCTO						
ARROYO 3						
Sin proximidades	---	---	---	---	---	---
ARROYO 4						
Restaurante	Nayma	S	90	Proximidad	20+000	20+010
Caserío	ND	S	260	Proximidad	20+000	20+010
CARRETERA VHSA-COATZ						
Restaurante	Nayma	S	90	Proximidad	20+000	20+010
Caserío	ND	S	260	Proximidad	20+000	20+010

Tabla 54. Proximidades y cruzamientos con componentes ambientales franja de 800 m a ambos lados del DDV

Tipo de componente ambiental	Nombre	Descripción breve	Ubicación (N/S/E/O/NE/SE/NO/SO)	Tipo (proximidad / 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 OLEODUCTO							
ARROYO 1							
Cuerpo de agua	Arroyo 1	---	---	Cruzamiento	---	5+013	5+067
ARROYO 2							
Cuerpo de agua	Arroyo 2	---	---	Cruzamiento	---	9+468	9+492
VIA FERREA							
Vía férrea	ND	----	---	11+580	11+620	Vía férrea	ND
OLEODUCTO							
ARROYO 3							
Cuerpo de agua	Arroyo 3	---	---	Cruzamiento	---	16+788	16+812
ARROYO 4							
Cuerpo de agua	Arroyo 4	---	---	Cruzamiento	---	19+289	19+319
CARRETERA VHSA-COATZ							
Cuerpo de agua	Arroyo 4	---	---	Cruzamiento	---	19+289	19+319

Tabla 55. Proximidades con infraestructura franja de 800 m a ambos lados del DDV.

Tipo de infraestructura	Nombre / descripción	Ubicación (N/S/E/O/NE/SE/NO/SO)	Distancia promedio al ducto (m)	Km inicial de la proximidad o cruzamiento (cadenamiento)	Km final de la proximidad o cruzamiento (cadenamiento)
GASODUCTO OLEODUCTO					
ARROYO 1					
Sin proximidades	--	---	---	---	---
ARROYO 2					
Sin proximidades	---	---	---	---	---
VIA FERREA					
Vía férrea	ND	----	---	11+580	11+620
Instalación eléctrica	Subestación Coatzacoalcos dos	O	160	11+200	11+380
Carretera federal	Km 21 carretera	---	---	11+380	11+420

Tipo de infraestructura	Nombre / descripción	Ubicación (N/S/E/O/NE/SE/NO/SO)	Distancia promedio al ducto (m)	Km inicial de la proximidad o cruzamiento (cadenamiento)	Km final de la proximidad o cruzamiento (cadenamiento)
	Nanchital-Las Choapas, Moloacan, Ver.				
OLEODUCTO					
ARROYO 3					
Sin proximidades	--	---	---	---	---
ARROYO 4					
Carretera	VHSA-COATZ	---	---	19+580	19+620
CARRETERA VHSA-COATZ					
Carretera	VHSA-COATZ	---	---	19+580	19+620
Instalación	Estación de medición Palomas	N	80	21+050	21+100

Tabla 56. Uso de suelo (sobre el DDV).

Km de inicio de encadenamiento	Km de fin de encadenamiento	Tipo de uso de suelo	Descripción
OLEODUCTO			
0+000	20+979	Natural	Suelo vegetación natural
GASODUCTO			
0+000	16+726	Natural	Suelo vegetación natural

En las siguientes ilustraciones se muestran los radios de afectación en los trayectos del oleoducto y gasoducto. Es importante mencionar, que los radios considerados son donde hay exposición del ducto y oleoducto.

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

Figura 21. Radio de 800 m. cruce carretera federal y vías férreas.

Se observa en la ilustración un radio de 800m del gasoducto y el oleoducto del cruce Vías férreas.

Dentro del radio se tiene proximidad con zonas vulnerables de población la cual es un caserío que se encuentra a 480 m de distancia del ducto, no se tiene proximidad o cruzamiento con componentes ambientales, se tiene cruzamiento con infraestructuras, las cuales son, una vía férrea y una carretera federal, se tiene proximidad con una infraestructura del tipo instalación eléctrica.

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

Figura 22. Radio de 800 m. Cruce arroyo 3.

Se observa en la ilustración un radio de 800m del gasoducto del cruce arroyo 3.

Dentro del radio no se tiene proximidad con zonas vulnerables de población, se observa un cruzamiento con componente ambiental, el cual es el arroyo 3, no se tiene proximidades con infraestructuras.

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

Figura 23. Radio de 800 m. Cruce arroyo 4.

Se observa en la ilustración un radio de 800m del gasoducto del cruce arroyo 4.

Dentro del radio se tiene proximidad con zonas vulnerables de población, los cuales son, el restaurante Nayma y caserío, se observa un cruzamiento con componente ambiental, el cual es el arroyo 4, se tiene cruzamiento con una infraestructura del tipo carretera.

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

Figura 24. Radio de 800 m. Cruce de carretera federal.

Se observa en la ilustración un radio de 800m del gasoducto del cruce de carretera federal.

Dentro del radio se tiene proximidad con zonas vulnerables de población, los cuales son, el restaurante Nayma y caserío, se observa un cruzamiento con componente ambiental, el cual es el arroyo 4, se tiene cruzamiento con una infraestructura del tipo carretera y proximidad con la infraestructura estación de medición Palomas.

5.4 ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS.

5.4.1 IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS Y JERARQUIZACIÓN DE ESCENARIOS DE RIESGO.

Dentro de cada una de las etapas del proyecto **OLEODUCTO DE 6" Ø X 20.974 KM Y GASODUCTO DE 6" Ø X 15.765 KM**, se emplean diferentes metodologías y de acuerdo con las necesidades del proyecto se seleccionaron las más adecuadas, las cuales se mencionan a continuación:

Metodología de Identificación de Riesgos HAZID

Este estudio describe y analiza conceptos tales como características físicas, socio-económicas, accesibilidad, etc. de la localización donde se llevará a cabo el proyecto, como así también una descripción general de las tareas involucradas. Es, por lo tanto, una descripción global del alcance del trabajo y su realización es en las etapas iniciales del proyecto para identificar todos los riesgos sistemáticos asociados a las instalaciones o la actividad.

Se realiza cuando el proyecto se encuentra en las etapas en las que el diagrama de proceso se ha desarrollado, como así también un inventario de los riesgos y parámetros que describen las actividades consideradas y los métodos con los cuales se llevarán a cabo.

En un HAZID detallado para una actividad (Ejem. instalación o actividad constructiva), junto a la lista de documentos referidos con anterioridad, se suma la siguiente información que debe ser analizada:

- Planos de localización.
- Alrededores geográficos.
- Planos de la Terminal de Almacenamiento de combustibles, distribución especial de equipos.
- Secuencia general de las operaciones, cronogramas (la introducción de tareas y subtareas provenientes de estudios previos es muy útil).
- Procedimientos operativos.
- Esquemas de equipos, gráficos operativos.
- Gráfico de organización operativa.
- Gráfico del movimiento de los equipos dentro del ámbito de trabajo.

- Rutas de evacuación.
- Borrador del plan de contingencias.

Este tipo de estudio es particularmente útil cuando se consideran aspectos fuera del proceso en sí mismo, tanto de seguridad como ambientales, con respecto a operaciones y procesos a llevar a cabo en la instalación.

A diferencia del HAZID conceptual, en este caso hay información lo suficientemente significativa, cuyos documentos más relevantes son los siguientes:

- Bases de diseño.
- Diagramas de flujo.
- Balances de masa para cada diseño opcional.
- Planos de la Terminal.
- Descripción de los procesos incluyendo todas las operaciones proyectadas.
- Descripción del proyecto, incluyendo todas las opciones, problemas de ciclo de vida y flexibilidad planificada de la Terminal.
- Política de seguridad.
- Política preliminar operativa.

La metodología HAZID aplicada a este proyecto la podemos encontrar en el **Anexo 2**.

¿QUE PASA SI...?

Esta técnica no requiere métodos cuantitativos especiales o de una planeación extensa. El método utiliza información específica de un proceso para generar una especie de preguntas. Un equipo especial prepara las preguntas del tipo ¿Qué pasa si...? las cuales son contestadas colectivamente por el grupo de trabajo (Ver **Anexo 1**).

Esta técnica es ampliamente utilizada durante las etapas de diseño del proceso, así como durante el tiempo de vida de operación de una instalación, así mismo cuando se introducen cambios al proceso o a los procedimientos de operación.

Las sesiones de ¿Que pasa sí? se llevaron a cabo en los días 31 de octubre y 01 de noviembre de 2022 conformando un grupo multidisciplinario de análisis en el cual participaron personas con experiencia en el área de mantenimiento, personal encargado de la seguridad y medio ambiente, así como personal experto en aplicación de metodologías de análisis de riesgo, a continuación, se mencionan los participantes:

Tabla 57. Grupo multidisciplinario análisis

Nº	Nombre	Compañía	Puesto
1	Erick Abraham Hernández García	TRACYGAS	Coordinador de Soporte y Estrategia
2	Giovanny Tapia Carlos		Especialista en Sistema de Gestión Ambiental
9	Juan Manuel Vidal López	ALTOPETRUM	Especialista Ambiental
10	Pablo Eric Soto Aparicio		Especialista Ambiental
11	Ady Lubia Montero Cornelio		Especialista Ambiental
12	José Luis Martínez Gallardo		Líder Especialista en Riesgo
14	Eliver Calderón Miranda		Secretario Especialista en Riesgo

Ver **Anexo 1.** Grupo multidisciplinario y minuta firmada.

Aplicación de la metodología

Tabla 58. Evaluación de escenarios ¿qué pasa si...?

Sistema evaluado	¿Qué pasa si...?
Gasoducto de 6" Ø X 15.765 km, transporte de gas natural (fase vapor o gas), origen Planta de Tratamiento de Gas Cuichapa, Interconexión gasoducto de 48" Cactus-San Fernando, Est.2 Las Choapas-Est.3 Chinameca	¿Qué pasa si se presenta una sobrepresión en el ducto?
	¿Qué pasa si se bloquea la llegada a destino de ducto?
	¿Qué pasa si no hay flujo de gas?
	¿Qué pasa si hay un flujo excesivo de gas?
	¿Qué pasa si hay flujo inverso?
	¿Qué pasa si se presenta una baja presión en el gasoducto?
	¿Qué pasa si hay corrosión en el ducto?
	¿Qué pasa si sufre un golpe externo el ducto?
	¿Qué pasa si ocurre una deformación en el gasoducto?
	¿Qué pasa si hay Alta presión en la trampa de diablos?
Oleoducto de 6" Ø X 20.974Km, transporte de crudo mediano en condiciones comerciales (máximo 0.5 % agua, Sal máximo 50 LBS/1000BLS, PVR máximo 6.5 psi) crudo estabilizado en estado líquido, origen BS2 Cuichapa, destino CCC Palomas.	¿Qué pasa si se presenta una sobrepresión en el ducto?
	¿Qué pasa si se bloquea la llegada a destino de ducto?
	¿Qué pasa si no hay flujo de aceite?
	¿Qué pasa si hay un flujo excesivo de aceite?
	¿Qué pasa si se presenta una baja presión en el ducto?
	¿Qué pasa si hay corrosión en el ducto?
	¿Qué pasa si sufre un golpe externo la tubería?
	¿Qué pasa si ocurre una deformación en el gasoducto?
	¿Qué pasa si hay Alta presión en la trampa de diablos?

Propósito

El propósito del análisis ¿Qué pasa sí? es identificar peligros, situaciones peligrosas o eventos de accidentes específicos que pueden producir una consecuencia indeseable. Un grupo multidisciplinario y experimentado identifica las posibles situaciones de accidente, sus consecuencias y las medidas de seguridad existentes, entonces se sugieren alternativas de reducción de riesgos. El método puede involucrar la revisión de posibles desviaciones del diseño, construcción, modificación o de operaciones.

El propósito de realizar el análisis preliminar del riesgo en la regularización del proyecto **OLEODUCTO DE 6" Ø X 20.974 KM Y GASODUCTO DE 6" Ø X 15.765 KM** es identificar los peligros en el proceso de los servicios auxiliares, para analizar la frecuencia con que los eventos identificados pudieran presentarse y analizar sus consecuencias, de esta manera proponer controles y evaluar si las salvaguardas existentes son suficientes o requieren mejorarse.

Esto requiere un entendimiento básico de la intención del proceso, junto con la habilidad de combinar mentalmente las posibles desviaciones del diseño que podrían resultar en un accidente. Este es un procedimiento poderoso si el personal es experimentado; de otra manera, los resultados serán probablemente incompletos.

Tipo de resultados.

En su forma más simple, la metodología del análisis ¿Qué pasa sí? genera una lista de preguntas y respuestas acerca del proceso. Esto puede resultar además en una lista tabular de situaciones peligrosas (no categorizadas o con implicaciones cuantitativas para los escenarios de accidentes potenciales), sus consecuencias, medidas de seguridad y opciones posibles para la reducción de riesgo.

Requerimientos de recursos.

Puesto que el análisis ¿Qué pasa sí? es muy flexible, se puede ejecutar en cualquier etapa de la vida del proceso, usando cualquier información del proceso y conocimiento disponible. Para cada área del proceso, dos o tres personas deben ser asignadas para ejecutar el análisis.

- Documentos esenciales.
- Diagramas de tubería e instrumentación (DTI).
- Diagramas de flujo del proceso.
- Filosofía de dispositivos de alivio/ventilación.

- Datos de peligros químicos.
- Especificaciones de tubería.
- Hojas de datos del proceso.
- Reportes de seguridad previos.
- Instrucciones de operación y mantenimiento.

Por otra parte, una herramienta fundamental que permite visualizar los peligros ocurridos en una instalación son los reportes de accidentes e incidentes.

5.4.1.1 ANÁLISIS PRELIMINAR DE PELIGROS

La elección de la metodología por parte de **SERVICIOS DE TRANSPORTACIÓN DE ACEITE Y GAS S.A. DE C.V.** permite identificar de manera preliminar los Riesgos propios y característicos de acuerdo con las actividades realizadas en el proyecto **OLEODUCTO DE 6" Ø X 20.974 KM Y GASODUCTO DE 6" Ø X 15.765 KM** y acorde a la etapa del ciclo de vida del mismo (Diseño, Construcción, Operación, Cierre, Desmantelamiento y Abandono), considerando en todo momento que dicha metodología servirá de retroalimentación para la fase posterior del Estudio de Riesgo Ambiental.

De este modo, mediante la utilización de la metodología ¿Que pasa sí? acorde con las características del Proyecto y justificada, **SERVICIOS DE TRANSPORTACIÓN DE ACEITE Y GAS S.A. DE C.V.** identifica de manera preliminar los peligros y Amenazas del proyecto **OLEODUCTO DE 6" Ø X 20.974 KM Y GASODUCTO DE 6" Ø X 15.765 KM**, reconociendo las Sustancias Peligrosas, condiciones y posibles peligros que conlleven la utilización de una determinada tecnología.

La identificación de riesgos consiste en establecer las posibilidades de que se presente un escenario de accidente por fugas y derrames con la consecuente contaminación de agua, aire y suelo, o bien una serie de afectaciones por la ocurrencia de un incendio o una explosión, asociado con la realización de actividades que manejan sustancias riesgosas.

SERVICIOS DE TRANSPORTACIÓN DE ACEITE Y GAS S.A. DE C.V. presenta la información generada como resultado de la aplicación de la metodología ¿Que pasa sí? seleccionada para el Estudio de Riesgo Ambiental aplicada para la operabilidad de los procesos, y ¿Que pasa sí? Aplicada, tal como se muestra en las hojas de trabajo de la metodología y los criterios aplicados, entre otros acordes a la metodología empleada, los cuales se pueden ver en el **Anexo 2**.

5.4.1.2 ANTECEDENTES DE ACCIDENTES E INCIDENTES EN PROYECTOS SIMILARES

Histórico de accidentes Es una metodología simple y económica ya que no compromete muchos recursos materiales o humanos. Su gran ventaja es que detecta peligros absolutamente reales que ya en el pasado han puesto de manifiesto. Sin embargo, la información recopilada es limitada dado que solo registran los accidentes que acaban en eventos de relativa importancia de accidentes potencialmente peligrosos.

En virtud de que actualmente la empresa **SERVICIOS DE TRANSPORTACIÓN DE ACEITE Y GAS S.A. DE C.V.** no cuenta con una base de datos histórica de accidentes en el proyecto **OLEODUCTO DE 6" Ø X 20.974 KM Y GASODUCTO DE 6" Ø X 15.765 KM**, se consideró necesario el desarrollo de un histórico de accidentes en plantas o instalaciones tipo, en las cuales hayan sido identificados eventos peligrosos en equipos similares a al proyecto en estudio, motivo por el cual se justifica técnicamente la realización de dicha metodología como alcance de este apartado y ARSH.

El análisis histórico permite un conocimiento real de los descontrolés en el proceso y otras situaciones anormales ocurridas en instalaciones semejantes; hecho que ayuda al planteamiento de situaciones accidentales factible

Tabla 59. Antecedentes de Accidentes e incidentes.

No.	Año	Ciudad o País	Instalación	Sustancia (s) involucradas (s)	Evento	Causa (s) del Accidente o Incidente	Nivel de afectación (personal, población, medio ambiente, entre otros)	Acciones realizadas para su atención	Fuente Consultada
1	30 de julio de 2004	suroeste de Bélgica.	Complejo industrial de Ghislenghien	Gas	Explosión de un gasoducto	Golpe accidental - que se cree que pudo ser propinado por una máquina pesada	15 personas perdieron la vida y otras 120 resultaron heridas	Habilitación de un centro de crisis y desplazaron inicialmente a la zona unas 50 ambulancias y 10 equipos médicos, reforzados más tarde con seis helicópteros del Ejército y con un equipo de la Cruz Roja para colaborar en las evacuaciones.	https://www.abc.es/internacional/abci-explosion-gasoducto-suroeste-belgica-provoca-menos-muertos-y-heridos-200407310300-9622838087870_noticia.html
2	18 de sept. de 2012	Reynosa, Tamaulipas	Centro Receptor de Gas	GLP	Explosión de ducto en Centro de Receptor de Gas.	Ruptura de un ducto que conducía gas	Afectación al personal y la instalación	Evacuación de la población con un radio de 5 km	https://aristeginoticias.com/1809/mexico/explosion-eninstalaciones-de-pemex-encarretera-reynosa-monterrey/
3	1 de julio de 2019	Celaya, Gto.	Ducto de Pemex en Celaya.	Gas.	Explosión.	Un traxcavo tocó un ducto de gas, ocasionando la explosión.	Tres trabajadores lesionados y uno desaparecido.	Se cerro la válvula del ducto.	https://www.eluniversal.com.mx/estados/explosion-de-ducto-de-pemex-en-celaya-deja-tres-heridos-y-un-desaparecido
4	16 de julio de 2020	Papantla, Ver.	Pozo 85 San Andrés.	Gas.	Explosión.	Chispa ocasionada por trabajos de reparación de	Severos daños a una camioneta Ford F150 de color blanca doble	---	https://www.elsoldemexico.com.mx/republica/sociedad/explasion-en-ducto-de-pemex-deja-tres-lesionados-papantla-

No.	Año	Ciudad o País	Instalación	Sustancia (s) involucradas (s)	Evento	Causa (s) del Accidente o Incidente	Nivel de afectación (personal, población, medio ambiente, entre otros)	Acciones realizadas para su atención	Fuente Consultada
						líneas, alcanzando una tubería, que tenía una fuga de gas.	cabina con 2 tripulantes a bordo, además de otras tres personas que sufrieron lesiones en diversas partes del cuerpo.		veracruz-5502724.html
5	31 de dic. De 2020	Paraíso, Tabasco.	Costa cercana al puerto de Dos Bocas, en Tabasco	---	Incendio.	Ruptura de tubería.	No hay reporte de heridos ni daños a instalaciones.	Se activó el plan de respuesta a emergencias	https://noticieros.televisa.com/ultimas-noticias/controlan-incendio-explosion-de-ducto-de-pemex-dos-bocas-tabasco/
6	24 de feb. De 2021	Pénjamo, Guanajuato	Ducto de Pemex que se encuentra entre Plazuelas y Las Ánimas, Guanajuato.	Gas	Fuga de gas	Ruptura de un ducto de gas	Sin afectaciones.	Evacuación de la población.	https://noticieros.televisa.com/ultimas-noticias/fuga-gas-ducto-pemex-movilizacion-penjam-guanajuato/
7	20 de abril de 2021	Coatzacoalcos, Veracruz	Complejo petroquímico de Pajaritos	Gas	Explosión e incendio.	Ruptura de un ducto de gas	---	Evacuación personal del	https://www.jornada.com.mx/notas/2021/04/21/estados/explosion-e-incendio-en-la-petroquimica-de-pajaritos/

No.	Año	Ciudad o País	Instalación	Sustancia (s) involucradas (s)	Evento	Causa (s) del Accidente o Incidente	Nivel de afectación (personal, población, medio ambiente, entre otros)	Acciones realizadas para su atención	Fuente Consultada
8	2 de julio de 2021	Sonda de Campeche.	A 150 metros de la plataforma satélite KU-C del complejo petrolero Ku-Maloob-Zaap (KMZ) de Pemex	Gas	Incendio.	Fuga de gas en un ducto de Petróleos Mexicanos (Pemex)	No se reportaron lesionados ni afectaciones en la extracción del crudo.	Activación de los protocolos de seguridad	https://elpais.com/mexico/2021-07-02/fuego-en-el-mar-pemex-registra-una-fuga-de-gas-en-un-ducto-submarino-en-el-golfo-de-mexico.html
9	5 de octubre de 2021	Apodaca, nuevo León.	Ducto de Pemex que pasa por el cruce de las calles Paseo Virrey y Paseo Mendoza, colonia Rinconada Colonial	Gas	Explosión en un ducto de Pemex	Robo de combustible	Una persona del sexo masculino herida	Elementos de Protección Civil de Apodaca y bomberos acordonaron y controlaron el área.	https://mexico.as.com/mexico/2021/10/06/actualidad/1633555903_981666.html

De acuerdo con la tabla anterior, se observa que los datos históricos de los 9 eventos mencionados, corresponden a eventos relacionados con gas, de los cuales 6 corresponden a explosiones, 2 a incendios y 1 por fuga.

5.4.1.3 IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS Y DE ESCENARIOS DE RIESGO

Los resultados del Análisis Preliminar de Peligros será el insumo inicial para la fase de identificación de Peligros y de Escenarios de Riesgos, de acuerdo a la metodología ¿Que pasa sí?, seleccionada por **SERVICIOS DE TRANSPORTACIÓN DE ACEITE Y GAS S.A. DE C.V.**

La identificación de peligros y de Escenarios de Riesgo se desarrolla de manera exhaustiva, sistemática, metodológica y consistente para cada una de las áreas que conforman el proyecto de **OLEODUCTO DE 6" Ø X 20.974 KM Y GASODUCTO DE 6" Ø X 15.765 KM**, mediante el empleo de las metodologías, las cuales se aplican como se establece en las normas o estándares internacionales y/o bibliografía especializada, acorde a la Etapa de desarrollo del Proyecto (Diseño, Construcción, Operación, Cierre, Desmantelamiento y Abandono) y tipo de Proyecto (sistema de transporte por ducto, refinación, almacenamiento, exploración, etc.).

Las metodologías empleadas se mencionan a continuación:

Tabla 60. Metodologías cualitativas y semicuantitativas de Análisis de Riesgos.

Tipo	Nombre
Metodologías de Análisis de Riesgo cualitativas	Hazid
	¿Qué pasa sí?

Resultados de la aplicación de las metodologías

A continuación, se presentan los resultados de las metodologías aplicadas:

Hazid

PELIGRO	CONSECUENCIAS	F	SP	SA	SO	MA	RP
Clima Extremo	1.1.1. Golpe en tuberías extremas con arrastre de troncos o materiales extraños en los ríos que cruza el sistema de ductos.	3	1	3	2	1	1

PELIGRO	CONSECUENCIAS	F	SP	SA	SO	MA	RP
Relámpagos	1.2.1 Posible descarga eléctrica sobre tubería de acero expuesta en cruce de ríos y a la llegada a las instalaciones de recibo de producto.	2	1	1	1	1	1
Actividad Sísmica	1.3.1 Posible fuga o ruptura del ducto.	2	1	2	3	3	3
Erosión Eólica	1.4.1 Estructura civil expuesta por debajo de los niveles diseñados de exposición.	2	1	2	2	2	1
Erosión Pluvial	1.5.1 estructura civil expuesta por debajo de los niveles diseñados de exposición.	3	1	2	2	4	3
Hundimientos	1.6.1 Posible deformación y ruptura de tubería.	2	1	2	2	4	3
Descargas de gas hacia la atmósfera.	2.1.1. Emisión de VOCs.	3	1	1	2	1	1
	2.1.2. Liberación de gases.	3	1	1	2	1	1
	2.1.3. Posible incendio y explosión.	3	4	2	3	3	3
Vertidos hacia el agua.	2.2.1. Contaminación de ríos.	3	2	2	2	5	5
Vertidos hacia el suelo.	2.3.1. Contaminación del Suelo.	3	2	2	2	4	4
Ubicación y distribución.	2.4.1. Posible impacto a lugares de siembra, caminos vecinales, carreteras, vías de ferrocarril, ríos pobladores de rancherías cercanas al sistema de ducto.	2	2	2	2	2	3
Desviación de las condiciones operativas	2.5.1. Posibles fugas de gas.	3	1	1	2	1	1
	2.5.2. Posibles derrames de aceite.	3	1	1	2	4	4
	2.5.3. Posible incendio y / explosión.	3	2	2	2	3	3
Sabotaje.	3.1.1. Posible fuga de gas.	3	2	3	3	2	2
	3.1.2. Posible derrame de aceite crudo.	3	2	3	3	4	4
Vandalismo.	3.2.1. Posible fuga de gas.	3	2	3	3	2	2
	3.2.2. Posible derrame de aceite crudo.	3	2	3	3	4	4
Actividades por terceras partes.	3.3.1. Posible fuga de gas.	3	2	3	3	2	2
	3.3.2. Posible derrame de aceite crudo.	3	2	3	3	4	4
Golpes externos.	3.4.1. Posible fuga de gas	3	2	3	3	2	2
	3.4.2. Posible derrame de aceite crudo	3	2	3	3	4	4
Selección inadecuada del material y espesor de tubería y componentes.	4.1.1. Posible fuga de gas.	2	1	3	3	3	3
	4.1.2. Posible derrame de aceite crudo.	2	1	3	3	4	4
Selección inadecuada de protección catódica	4.2.1. Posible fuga de gas.	2	1	2	3	3	3

PELIGRO	CONSECUENCIAS	F	SP	SA	SO	MA	RP
	4.2.2. Posible derrame de aceite crudo.	2	1	2	3	4	4
Selección inadecuada de recubrimiento externo	4.3.1. Posible fuga de gas.	2	1	2	3	3	3
	4.3.2. Posible derrame de aceite crudo.	2	1	2	3	4	4
Defectos en la tubería y componentes	4.4.1. Posible fuga de gas.	2	1	2	3	3	3
	4.4.2. Posible derrame de aceite crudo.	2	1	2	3	4	4
Defectos en soldaduras	4.5.1. Posible fuga de gas.	2	1	2	3	3	3
	4.5.2. Posible derrame de aceite crudo.	2	1	2	3	4	4
Instalación inadecuada (selección de ruta, tipo de unión soldada, pandeo local o global, esfuerzo combinado, soldadura, conexiones, interferencia por pesca y sistemas de protección).	4.6.1. Posible fuga de gas.	2	1	2	3	3	3
	4.6.2. Posible derrame de aceite crudo	2	1	2	3	4	4
Desmante y despilme	5.1.1. Picadura o mordedura de animales e insectos venenosos.	3	3	1	1	1	1
Izaje de materiales	5.2.1. Caída de cargas.	3	3	1	1	1	1
Uso de sustancias inflamables para colocación de protección anticorrosiva	5.3.1. Posible incendio.	3	3	1	1	3	3
Corte y soldadura de tubería de acero	5.4.1. Quemaduras al personal.	3	3	1	1	1	1
Excavaciones	5.5.1. Caída de personal.	3	3	1	1	1	1

¿Qué pasa sí?

De los resultados obtenidos en la aplicación de la metodología ¿Que pasa sí?, hay un evento de tipo No tolerables, de acuerdo a la clasificación los que a continuación se presentan.

Tabla 61. Escenarios de Riesgo Alarp de la metodología ¿qué pasa Sí? Gasoducto. Nodo 1.

Causas	Consecuencias / peligro	F	SP	SA	SO	MA	RP
1.1 Error humano en la operación de válvulas de bloqueo.	1.1.1 Sobrepresión en el ducto con posibilidad de fuga y posible explosión en el caso de encontrar puntos calientes.	2	4	3	3	4	4

Causas	Consecuencias / peligro	F	SP	SA	SO	MA	RP
1.2 Sabotaje	1.2.1 Sobrepresión en el ducto con posibilidad de fuga y posible explosión en el caso de encontrar puntos calientes.	2	4	3	3	4	4
1.3 Formación de columpios de líquidos derivados del perfil topográfico del ducto	1.3.1 Alta presión en el ducto con posible fuga.	2	2	3	3	2	2
2.1 Error humano en la operación de válvulas de bloqueo.	2.1.1 Sobrepresión en el ducto con posibilidad de fuga y posible explosión en el caso de encontrar puntos calientes.	2	5	3	3	4	4
2.2 Sabotaje	2.1.1 Sobrepresión en el ducto con posibilidad de fuga y posible explosión en el caso de encontrar puntos calientes.	2	5	3	3	4	4
3.1 Error humano en la operación de válvulas de bloqueo.	3.1.1 Pérdida de producción.	2	2	3	4	4	4
3.2 Pérdida de contención del ducto de gas.	3.2.1 Fuga y posible explosión en el caso de encontrar puntos calientes.	2	5	4	4	5	5
3.3 Sabotaje	3.3.1 Fuga y posible explosión en el caso de encontrar puntos calientes.	2	4	3	3	4	4
4.1 Mayor producción de gas.	4.1.1 Sobrepresión en ducto de gas.	2	3	3	3	3	3
5.1 Mayor presión en ducto de interconexión.	5.1.1 Sobrepresión en ducto de gas.	2	2	3	3	2	2
6.1 Sabotaje.	6.1.1 Fuga y posible explosión en caso de encontrar puntos calientes.	2	4	3	3	4	4
6.2 Pérdida de contención del gas.	6.2.1 Fuga y posible explosión en caso de encontrar puntos calientes.	2	5	4	4	5	4
7.1 Falta de mantenimiento.	7.1.1 Fuga y posible explosión en caso de encontrar puntos calientes.	2	4	3	3	3	3
8.1. Golpe por maniobras realizadas sobre la línea en la salida o llegada del ducto.	8.1.1 Fuga y posible explosión en caso de encontrar puntos calientes	2	5	2	2	3	3
8.2 Sabotaje.	8.2.1 Fuga y posible explosión en caso de encontrar puntos calientes	2	3	3	3	3	3
8.3 Fenómenos naturales (inundaciones, tormentas eléctricas, terremotos, granizadas).	8.3.1. Fuga y posible explosión en caso de encontrar puntos calientes	2	3	3	3	4	4

Causas	Consecuencias / peligro	F	SP	SA	SO	MA	RP
8.4 Eventos no controlados como un golpe a la línea por maquinaria pesada o vehículos externos.	8.4.1 Fuga y posible explosión en caso de encontrar puntos calientes	2	3	3	3	4	4
8.5 Construcción no autorizada sobre el derecho de vía de la línea.	8.5.1 Fuga y posible explosión en caso de encontrar puntos calientes	2	3	2	2	3	4
9.1 Falla de materiales (elongación).	9.1.1 Posible fuga e incendio en caso de encontrar puntos calientes	2	3	3	3	3	3
9.2 Condiciones climáticas adversas.	9.2.1 Posible fuga e incendio en caso de encontrar puntos calientes	4	3	3	3	3	3
9.3 Error humano en la instalación del ducto y sus accesorios.	9.3.1 Posible fuga de gas en puntos de conexión de accesorios y unión de tramos de ducto	2	4	3	3	3	3
9.4. Vibración en el ducto.	9.4.1 Posible fuga e incendio en caso de encontrar puntos calientes	2	3	2	2	2	2
10.1. Recepción de la corrida de diablos de mantenimiento del gasoducto	10.1 Sobrepresión en la trampa de diablos con posible fuga y explosión en caso de encontrar puntos calientes.	3	5	2	2	3	3

Tabla 62. Escenarios de Riesgo Alarp de la metodología ¿qué pasa Sí? Oleoducto. Nodo 2.

Causas	Consecuencias / peligro	F	SP	SA	SO	MA	RP
11.1 Válvula de seccionamiento cerrada.	11.1.1 Alta presión en el ducto con posibilidad de pérdida de la contención del aceite que transporta.	2	3	2	3	4	4
11.2 Cierre inadvertido de válvulas de bloqueo en la llegada del aceite	11.2.1 Alta presión en el ducto con posibilidad de pérdida de la contención del aceite que transporta.	2	3	2	3	4	4
11.3 Incrustaciones internas o arrastre de sólidos	Sin consecuencias aparentes ya que el material no permite la adherencia de partículas o sedimentos.						
11.4 Formación de columpios de líquidos derivados del perfil topográfico del ducto	11.4.1 Alta presión en el ducto con posibilidad de pérdida de la contención del aceite que transporta.	4	2	2	2	2	2
12.1 Error Humano en la operación de válvulas de bloqueo.	12.1.1 Alta presión en el ducto con posibilidad de pérdida de la contención del aceite que transporta.	2	3	2	3	4	4
12.2 Sabotaje	12.2.1 Alta presión en el ducto con posibilidad de pérdida de la contención del aceite que transporta.	2	3	2	3	4	4

Causas	Consecuencias / peligro	F	SP	SA	SO	MA	RP
13.1 Error Humano en la operación de válvulas de bloqueo.	13.1.1 Producción diferida.	2	2	2	2	2	2
13.2 Pérdida de contención del aceite	13.2.1 Derrame de aceite con contaminación de suelo natural.	2	2	2	3	4	4
13.3 Sabotaje	13.3.1 Derrame de aceite con contaminación de suelo natural.	2	2	2	3	4	4
No hay causas creíbles							
15.1 Sabotaje	15.1.1 Pérdidas de producción con posible derrame de aceite con contaminación de suelo natural.	2	2	2	3	4	4
Pérdida de contención del aceite	15.1.2 Derrame de aceite por la ruptura parcial o total de la línea, con posible incendio si logra entrar en contacto con una fuente de ignición.	2	2	2	3	4	4
Sin causa aparente ya que el ducto es de material a base de polímeros							
17.1 Golpe por maniobras realizadas sobre la línea en la salida o llegada del ducto.	17.1.1 Derrame de aceite por la ruptura parcial o total de la línea, con posible incendio si logra entrar en contacto con una fuente de ignición.	2	2	2	3	4	4
17.2 Sabotaje.	17.2.1 Derrame de aceite por la ruptura parcial o total de la línea, con posible incendio si logra entrar en contacto con una fuente de ignición.	2	2	2	3	4	4
17.3 Fenómenos naturales (inundaciones, tormentas eléctricas, terremotos, granizadas).	17.3.1 Derrame de aceite por la ruptura parcial o total de la línea, con posible incendio si logra entrar en contacto con una fuente de ignición.	3	2	2	3	3	3
17.4 Eventos no controlados como un golpe a la línea por maquinaria pesada o vehículos externos	17.4.1 Derrame de aceite por la ruptura parcial o total de la línea, con posible incendio si logra entrar en contacto con una fuente de ignición.	2	3	2	3	3	3
17.5 Construcción no autorizada sobre el derecho de vía de la línea.	17.5.1 Derrame de aceite por la ruptura parcial o total de la línea, con posible incendio si logra entrar en contacto con una fuente de ignición.	2	2	2	2	3	3
18.1 Falla de materiales (elongación).	18.1.1 Sin consecuencias de interés.	2					
17.5 Condiciones climáticas adversas.	17.5.1 Sin consecuencias de interés.	2					

Causas	Consecuencias / peligro	F	SP	SA	SO	MA	RP
18.3 Error humano en la instalación del ducto y sus accesorios.	18.3.1 Posible derrame de aceite por puntos de conexión de accesorios y unión de tramos de ducto.	2	1	1	1	1	1
18.4 Vibración en el ducto.	Sin consecuencias de interés.	2					
19.1 Recepción de la corrida de diablos de mantenimiento del oleoducto	19.1.1 Sobrepresión en la trampa de diablos.	3	3	2	3	4	4

Dentro de las salvaguardas con las que cuenta el proyecto **OLEODUCTO DE 6" Ø X 20.974 KM Y GASODUCTO DE 6" Ø X 15.765 KM** para este tipo de eventos en el sistema eléctrico, sistema de inyección y sistema de lavado son:

Gasoducto:

Protección catódica: La protección catódica se llevará a cabo mediante la aplicación de una corriente que se obtiene generalmente de un rectificador que convierte la energía alterna en una corriente directa y que se aplica a la tubería de acuerdo al diseño particular.

La finalidad de la protección catódica es inhibir la corrosión de las instalaciones. Estos trabajos consistirán en la instalación de postes de registro (los cuales serán enterrados a una profundidad de 0.60 m y a una distancia de 1.50 m al lado derecho del Gasoducto de ánodos de magnesio (enterrados a una profundidad de 0.80 m y a una distancia de 1.25 m a la parte del poste de registro de acuerdo con el sentido del flujo). De tal forma que los potenciales: ducto – suelo, tengan un valor mínimo acorde a la Norma CIDNOR-N-SI-0001, No. 2.413.01 "Sistemas de Protección Catódica". El potencial entre el material anódico y la estructura debe ser una magnitud suficiente para sobreponerse al potencial de las celdas galvánicas y contrarrestar el flujo de corriente creado por estas en la estructura.

Se planea desarrollar todas las actividades de esta sexta fase en un lapso máximo de **2 meses**.

5.4.1.4 JERARQUIZACIÓN DE ESCENARIOS DE RIESGO

Caracterización y Jerarquización de los Riesgos.

En los casos en que la categorización sea cualitativa se debe proporcionar una explicación clara de todos los criterios y términos empleados, así como documentar las bases para la asignación de las categorías de frecuencia y consecuencias. Con objeto de evaluar los riesgos cuando se utilizan las metodologías de análisis de riesgos, se ha propuesto el uso de categorías de frecuencia, categorías de consecuencias y matrices de riesgo.

EVALUACIÓN DEL RIESGO.

El método para la estimación del riesgo es el proceso de dar un valor a un peligro jerarquizando para enfocar medidas de control, podemos definir los dos conceptos clave de la estimación, que son:

- a) La probabilidad de que determinados factores de riesgo se materialicen en daños, accidentes, pérdidas.
- b) La consecuencia (magnitud de los daños).

La probabilidad y la consecuencia son dos factores cuyo producto determina el riesgo, que se define como el conjunto de daños esperados. La probabilidad y las consecuencias deben necesariamente ser cuantificadas para valorar de una manera objetiva el riesgo.

$$\text{Riesgo} = \text{Probabilidad} \times \text{Consecuencia}$$

La metodología que presentamos es por medio del procedimiento TAG-SEG-DR-003, Guía para la identificación de peligros, evaluación de riesgo y determinar control operacional con fecha 13/10/2021 y Revisión. 01

Una vez que cuantificamos el valor del riesgo nos permite juzgar si el riesgo es aceptable o tolerable, para así revalorizar la actividad y establecer controles operacionales adicionales, con el objetivo de administrar el riesgo.

CONSECUENCIAS DE ACUERDO AL GRADO DE SEVERIDAD.

Se han considerado 5 niveles para la clasificación de las consecuencias de acuerdo al grado de severidad que van del 1 al 5. Hay que tener en cuenta que cuando nos referimos a las consecuencias de los accidentes, se trata de las normalmente esperadas en caso de materialización del riesgo, sin considerar las medidas de control que se tienen establecidas ya en el sitio de trabajo.

Tabla 63. Criterios para establecer el grado de severidad de las consecuencias identificadas.

Severidad	Las consecuencias pueden ser:	
5 Grave	Personal	Múltiples muertes y lesiones de gravedad.
	Activo	Daño cuantioso al sitio de trabajo, instalaciones, equipo y herramientas, ocasionando la suspensión de operaciones, difícil de reconstruir y reparar el daño.
	Operaciones	Pérdida de 10 o más días de operación, pérdida de contrato.
	Medio ambiente	Impacto adverso a largo plazo con tiempo de restauración mayor de 1 año. Proceso legal, derrame sin control.
	Reputación	Imagen dañada en la industria y en la sociedad.
4 Seria	Personal	Una muerte, 2 o más personas con lesiones con pérdida de tiempo o efectos agudos a la salud.
	Activo	Daños serios al sitio de trabajo, provocando suspensión temporal.
	Operaciones	Pérdida de operaciones por 2 a 9 días.
	Medio ambiente	Impacto a mediano plazo con un tiempo de restauración mayor a un año y menor a 4 o un incumplimiento legal.
	Reputación	Eventos que posiblemente conlleven a un impacto en la imagen de la organización.
3 Moderada	Personal	1 persona con lesiones que ameritan hospitalización o efectos a la salud recurrente.
	Activo	Daños reparables a las instalaciones, equipo y herramientas.
	Operaciones	Pérdida de la operación por lo menos de 2 días.
	Medio ambiente	Impacto controlable a corto plazo con un tiempo de restauración menor a 1 año.
	Reputación	Insatisfacción y reclamos.
2 Menor	Personal	Lesiones leves no incapacitantes, efectos menores a la salud a corto plazo.
	Activo	Daños que requieren reparaciones menores, reparables sin necesidad de parar los procesos.
	Operaciones	Interrupción mínima de la operación por unas cuantas horas.
	Medio ambiente	Impacto mínimo con un tiempo de restauración de 1 día.
	Reputación	Insatisfacción local.
1 Mínima	Personal	Lesión mínima sin pérdida de tiempo, primeros auxilios o curaciones menores, repercusión a la salud mínima sin ausencia.
	Activo	No es probable que se dañe o existan pérdidas de funciones.
	Operaciones	Interrupción mínima menor a 1 hora.
	Medio ambiente	Sin daños al medio ambiente.
	Reputación	Insatisfacción o reclamo informal.

PROBABILIDAD.

Después de estimar las consecuencias debemos establecer la probabilidad de daño, se debe considerar el historial de accidentes e incidentes en la compañía. Debemos aclarar que al decir probabilidad nos referimos a que ocurran las consecuencias estimadas, no a la probabilidad de que ocurra el evento. Por ejemplo: un peligro ha sido identificado como que pudiese ocurrir varias veces al año generando varias muertes esto en otras empresas, pero en el historial de la organización ese evento nunca ha ocurrido en lugar de asignar la letra 4 a la probabilidad le asignaremos 2.

Por otra parte, debemos tener especial cuidado que la probabilidad sea determinada considerando el peligro y no la fiabilidad de los controles que se tienen ya que estos pueden fallar.

Tabla 64. Criterios para definir la probabilidad.

Probabilidad	Criterios para definir la probabilidad
5. Grave	Sucede varias veces al año en el lugar de trabajo.
4. Seria	Sucede pocas veces al año en el lugar de trabajo.
3. Moderada	El evento ha ocurrido en el lugar de trabajo una vez por año.
2. Menor	El evento no ha ocurrido en la organización, pero si en la industria petrolera.
1. Mínima	Nunca ha ocurrido el evento en la organización ni en la industria petrolera.

ESTIMACIÓN DEL RIESGO.

Usando la matriz de análisis de riesgo de seguridad y salud podremos estimar, que el nivel de riesgo (NR) de la tarea es igual al nivel de la probabilidad (NP) por el nivel de la severidad de la consecuencia (NC), esta se encuentra en el procedimiento TAG-SEG-DR-003, Guía para la identificación de peligros, evaluación de riesgo y determinar control operacional con fecha 13/10/2021 y Revisión 01.

Tabla 65. Estimación del nivel de riesgo de acuerdo a la consecuencia.

Severidad	Consecuencias		Probabilidad				
			1 Mínim a	2 Men or	3 Modera da	4 Seri a	5 Grav e
5 Grave	Personal	Múltiples muertes y lesiones de gravedad.	5	10	15	20	25
	Activo	Daño cuantioso al sitio de trabajo, instalaciones, equipo y herramientas, ocasionando la suspensión de operaciones, difícil de reconstruir y reparar el daño.					
	Operaciones	Pérdida de 10 o más días de operación, pérdida de contrato.					
	Medio ambiente	Impacto adverso a largo plazo con tiempo de restauración mayor de 1 año. Proceso legal, derrame sin control.					

Severidad	Consecuencias		Probabilidad				
			1 Mínim a	2 Men or	3 Modera da	4 Seri a	5 Grav e
	Reputación	Imagen dañada en la industria y en la sociedad.					
4 Seria	Personal	Una muerte, 2 o más personas con lesiones con pérdida de tiempo o efectos agudos a la salud.					
	Activo	Daños serios al sitio de trabajo, provocando suspensión temporal.					
	Operaciones	Pérdida de operaciones por 2 a 9 días.	4	8	12	16	20
	Medio ambiente	Impacto a mediano plazo con un tiempo de restauración mayor a un año y menor a 4 o un incumplimiento legal.					
	Reputación	Eventos que posiblemente conlleven a un impacto en la imagen de la organización.					
3 Moderada	Personal	1 persona con lesiones que ameritan hospitalización o efectos a la salud recurrente.					
	Activo	Daños reparables a las instalaciones, equipo y herramientas.					
	Operaciones	Pérdida de la operación por lo menos de 2 días.	3	6	9	12	15
	Medio ambiente	Impacto controlable a corto plazo con un tiempo de restauración menor a 1 año.					
	Reputación	Insatisfacción y reclamos.					
2 Menor	Personal	Lesiones leves no incapacitantes, efectos menores a la salud a corto plazo.					
	Activo	Daños que requieren reparaciones menores, reparables sin necesidad de parar los procesos.					
	Operaciones	Interrupción mínima de la operación por unas cuantas horas.	2	4	6	8	10
	Medio ambiente	Impacto mínimo con un tiempo de restauración de 1 día.					
	Reputación	Insatisfacción local.					
1 Mínima	Personal	Lesión mínima sin pérdida de tiempo, primeros auxilios o curaciones menores, repercusión a la salud mínima sin ausencia.					
	Activo	No es probable que se dañe o existan pérdidas de funciones.	1	2	3	4	5
	Operaciones	Interrupción mínima menor a 1 hora.					
	Medio ambiente	Sin daños al medio ambiente.					
	Reputación	Insatisfacción o reclamo informal.					

NIVEL DE RIESGO (CRITERIOS DE ACEPTACIÓN)

Se refiere a que una vez que cuantificamos el riesgo podemos decidir si este riesgo es aceptable o tolerable.

Los criterios de aceptación de riesgo son:

Tabla 66. Criterio para identificar el grado de riesgo.

Criterio de grado de riesgo	
1 – 5 Bajo	Riesgo aceptable. Sin acción requerida a menos que sea evidente alguna mejora al proceso o tarea.
6 – 12 Medio	Riesgo aceptable. Donde sea posible se deberá de reducir el riesgo a nivel bajo. Evaluando su justificación y rentabilidad.
15 – 25 Alto	Riesgo inaceptable. Evaluar la reducción del riesgo con los medios de administración del riesgo para bajarlo a niveles aceptables. Se deberán aplicar controles temporales ya sea de contención o corrección. Deberán implementarse medidas de control definitivas dentro de un lapso de tiempo definido.

IDENTIFICACIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE CONTROLES.

En esta etapa identificaremos los controles operacionales que son necesarios aplicar para administrar el riesgo y con ello mantener o reducir ese riesgo a niveles aceptables. Esta será una parte crítica y deberá revisarse continuamente para verificar que los controles operacionales que se hayan definido se implementen y ejecuten, cuando se detecten nuevos controles se generarán las acciones para definirlos e implementarlos. Los controles operacionales pueden establecerse desde los más sencillos, como por ejemplo contar con cursos, usar un equipo de protección personal, exámenes médicos, establecer consideraciones en los permisos de trabajo con riesgo, elaborar información documentada de los procesos, actualización del atlas de riesgos, etc. hasta aplicar cambios tecnológicos en los procesos como, por ejemplo: cambio de maquinaria, uso de guardas en equipos dinámicos, realizar modificaciones a los procesos, reingeniería, etc. Adicionalmente, se deben de considerar situaciones que no son controladas por la organización y que ocurren fuera de su lugar de trabajo, pero que pueden causar lesiones o daños a la salud de las personas que se encuentran en el lugar de trabajo y daños al medio ambiente tales como fenómenos naturales, bloqueos o cierre de instalaciones, daños a los accesos, etc.

En la siguiente tabla encontraremos una lista de controles, que se enumeran en grado de aplicación o jerarquía, es decir, que primero deberemos considerar si se puede eliminar el riesgo, después la sustitución hasta llegar al uso del equipo de protección personal.

En la práctica existen tareas en las cuales no pueden aplicarse todos o algún control operacional, por lo que en base a la experiencia deberemos de aplicar un criterio acorde a la situación.

Tabla 67. Criterio para identificar y establecer controles operacionales en la evaluación del riesgo de las actividades.

1	Eliminación del riesgo	Dejar de hacer la tarea, cambiar el equipo o maquinaria, modificar un diseño para eliminar el peligro, ejemplo: usar equipos de elevación mecánica para eliminar la manipulación manual.
2	Sustitución del agente causante del riesgo	Puede cambiarse por algo de menor riesgo, ejemplo; cambio de un químico de menor riesgo, uso de pintura base agua en lugar de base solvente.
3	Controles de ingeniería	Instalar barreras, guardas, equipos de control automático, protegiendo las partes peligrosas, separando al operador del equipo, instalar controles de acceso, encapsular la fuente.
4	Prácticas administrativas y señalización	Reducir el tiempo de exposición, reducir el número de personas que está expuesto, tiempos de descanso, rotación de puestos, controles de acceso, señales de seguridad, sirenas, letreros.
5	Documentos	Información documentada, por ejemplo, procedimientos e instructivos de trabajo, permisos de trabajo con riesgo y etiquetado, planes de respuesta a emergencias y contingencia, manejo de residuos.
6	Equipo de protección personal	Suministrando equipo de protección personal adecuado a la actividad.

Es importante que identifiquemos del listado de controles operacionales, cuales ya están establecidos en nuestra actividad o proceso y cuáles se van a implementar por primera vez (controles operacionales adicionales o por implementar), con ello nos permitirá definir y establecer algún plan de acción a efecto de tener todos los controles operacionales en el sitio de trabajo antes de evaluar el riesgo residual.

Algunas consideraciones para revisar ampliamente los controles operacionales requeridos son:

- a) La tarea.
- b) Las personas involucradas.
- c) Herramientas.
- d) Equipos e instalaciones.
- e) Materiales, insumos y sustancias químicas.
- f) Ambiente de trabajo.
- g) Partes interesadas.

Se puede consultar las secciones ¿Qué pasa sí? de identificación de riesgos realizado para cada una de estas secciones; donde se toman los eventos de riesgo identificados para someterlos a la técnica de jerarquización antes descrita y cuyos resultados se muestran a continuación:

RESULTADOS DE EVENTOS Y GRAFICAS DE LA METODOLOGÍA HAZID

Se mencionan los escenarios con mayor magnitud de riesgo de acuerdo a los resultados:

Tabla 68. Escenarios de riesgo indeseables de la metodología HAZID.

ITEM	PELIGRO	CONSECUENCIAS	F	SP	SA	SO	MA	RP
2.2	Vertidos hacia el agua.	2.2.1. Contaminación de ríos.	3	2	2	2	5	5

Tablas de Resultados HAZID

Tabla 69. Niveles de riesgo de la metodología HAZID

Severidad	Personal	Activo	Operaciones	Medio ambiente	Reputación	Total
1-5 Bajo	23	24	19	11	11	88
6-12 Medio	17	16	21	28	28	55
15-25 Alto	0	0	0	1	1	2
Total	40	40	40	40	40	200

Tabla 70. Niveles de riesgo detallado por nodo y receptores de riesgo de la metodología HAZID

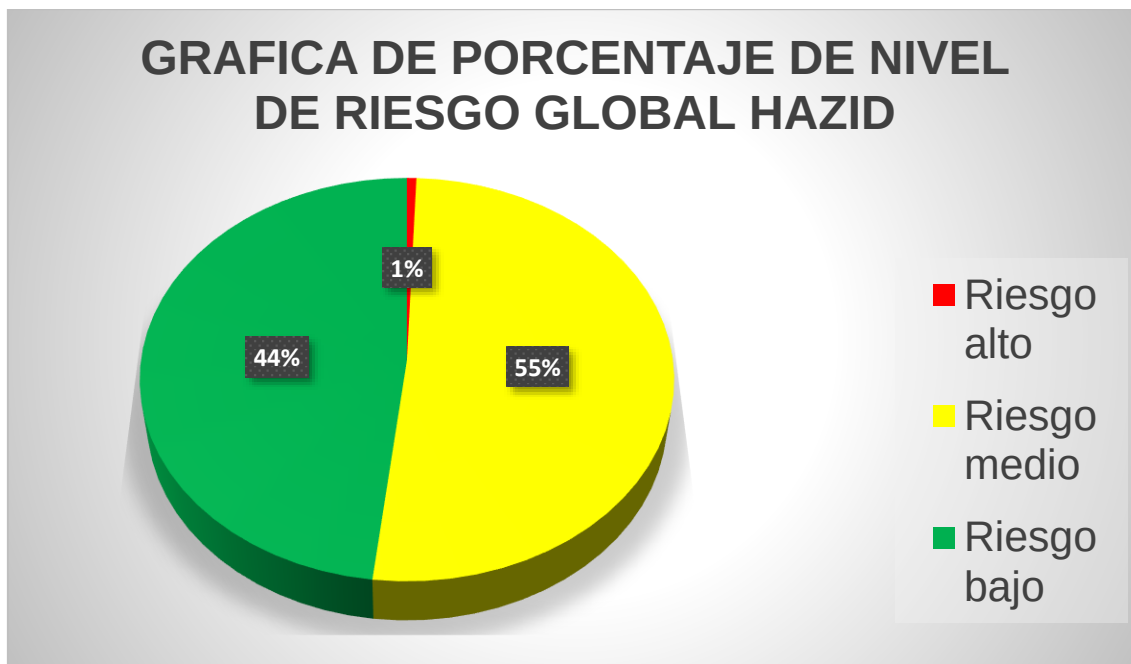
Nodo	Escenarios evaluados	Determinación de la severidad	Cantidad		
			Riesgo alto	Riesgo medio	Riesgo bajo
1 PELIGROS NATURALES.	6	Personal	0	0	6
		Activo	0	2	4
		Operaciones	0	3	3
		Medio ambiente	0	3	3
		Reputación	0	3	3
2 PELIGROS DEL PROCESO DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS.	9	Personal	0	4	5
		Activo	0	4	5
		Operaciones	0	8	1
		Medio ambiente	1	4	4
		Reputación	1	4	4
3 PELIGROS EXTERNOS.	8	Personal	0	8	0
		Activo	0	8	0

Nodo	Escenarios evaluados	Determinación de la severidad	Cantidad		
			Riesgo alto	Riesgo medio	Riesgo bajo
		Operaciones	0	8	0
		Medio ambiente	0	8	0
		Reputación	0	8	0
4 PELIGROS DE DISEÑO Y FABRICACIÓN.	12	Personal	0	0	12
		Activo	0	2	10
		Operaciones	0	2	10
		Medio ambiente	0	12	0
		Reputación	0	12	0
5 PELIGROS EN LA CONSTRUCCION.	5	Personal	0	5	0
		Activo	0	0	5
		Operaciones	0	0	5
		Medio ambiente	0	1	4
		Reputación	0	1	4

Tabla 71. Nivel de riesgo global de la metodología HAZID.

Nivel De Riesgo	Cantidad	Porcentaje
Riesgo alto	2	1%
Riesgo medio	110	55%
Riesgo bajo	88	44%

Gráfica 1. Nivel de Riesgo Global



Lo anterior, nos permite resumir que con la aplicación de la metodología **HAZID** se analizaron 5 nodos; 1.- Peligros Naturales, 2.- Peligros del Proceso de Transporte de Hidrocarburos, 3.- Peligros Externos, 4.- Peligros de Diseño y Fabricación, 5.- Peligros en la construcción, donde se identificó **1 escenario de riesgo indeseable**, los cuales se componen de 2 receptores de riesgo con índice de riesgo alto.

De los 200 receptores de riesgos analizados en los 5 nodos, se obtuvieron los siguientes resultados; **2 receptores de riesgo** con un índice de “**Riesgo Alto**” los cuales representan el 1 % del total, **110 receptores de riesgo** con índice de “**Riesgo Medio**” los cuales representan el 55 % del total y **88 receptores de riesgo** con un índice de “**Riesgo Bajo**” los cuales representan el 44 % de los receptores de riesgo evaluados.

Derivado de la revisión de consecuencias y escenarios de riesgo, podemos concluir que estos escenarios, calificados con un nivel de riesgo alto, están asociados a la presencia de hidrocarburos y su posterior deflagración o inflamación en caso de encontrar una fuente de ignición, y que son ocasionados por diversos agentes, como son: fallas de equipos o de sistemas de seguridad, fallas mecánicas de materiales o equipos, golpes por agentes externos y que ponen en riesgo la vida humana, la integridad de las instalaciones y medio ambiente.

RESULTADOS DE EVENTOS Y GRÁFICAS DE LA METODOLOGÍA ¿QUE PASA SÍ?

Se mencionan los escenarios con mayor magnitud de riesgo de acuerdo a los resultados:

Tabla 72. Escenarios de riesgo indeseables de la metodología ¿Que pasa sí?

No.	Desviación	Causa	Frec.	Consecuencias	Sev. Pers.	MR	Sev. Act.	MR	Sev. Oper.	MR	Afec. Ambiente	MR	RP	MR
NODO 1:														
1	10. ¿Qué pasa si hay Alta presión en la trampa de diablos?	10.1. Recepción de la corrida de diablos de mantenimiento del gasoducto.	3	10.1.1 Sobrepresión en la trampa de diablos con posible fuga y explosión en caso de encontrar puntos calientes	5		2		2		3		3	

Tablas de resultados ¿Que pasa sí?

Tabla 73. Niveles de riesgo por receptores de riesgo de la metodología ¿Qué pasa sí?

Severidad	Personal	Activo	Operaciones	Medio ambiente	Reputación	Total
1-5 Bajo	13	16	6	6	6	47
6-12 Medio	26	24	34	34	34	153
15-25 Alto	1	0	0	0	0	1
Total	40	40	40	40	40	200

Tabla 74. Niveles de riesgo detallado por nodo en la metodología ¿Qué pasa sí?

Nodo	Escenarios evaluados	Determinación de la severidad	Cantidad		
			Riesgo alto	Riesgo medio	Riesgo bajo
1. Gasoducto de 6" Ø X 15.765 km, transporte de gas natural (fase vapor o gas), origen Planta de Tratamiento de Gas Cuichapa, Interconexión gasoducto de 48" Cactus-San Fernando, Est.2 Las Choapas-Est.3 Chinameca	23	Personal	1	18	4
		Activo	0	20	3
		Operaciones	0	20	3
		Medio ambiente	0	19	4
		Reputación	0	19	4
2. Oleoducto de 6" Ø X 20.974Km, transporte de crudo mediano en condiciones comerciales (máximo 0.5 % agua, Sal máximo 50 LBS/1000BLS, PVR máximo 6.5 psi) crudo estabilizado en estado	17	Personal	0	8	9
		Activo	0	4	13
		Operaciones	0	14	3
		Medio ambiente	0	15	2

Nodo	Escenarios evaluados	Determinación de la severidad	Cantidad		
			Riesgo alto	Riesgo medio	Riesgo bajo
líquido, origen BS2 Cuichapa, destino CCC Palomas.		Reputación	0	15	2

Tabla 75. Nivel de riesgo global de la metodología ¿qué pasa sí?

Nivel De Riesgo	Cantidad	Porcentaje
Riesgo alto	1	1%
Riesgo medio	152	76%
Riesgo bajo	47	24%

Gráfica 2. Porcentaje de nivel de riesgo global



Lo anterior, nos permite resumir que con la aplicación de la metodología **¿QUE PASA SÍ?** se analizaron 2 nodos; 1.- Gasoducto de 6" Ø X 15.765 km, transporte de gas natural (fase vapor o gas), origen Planta de Tratamiento de Gas Cuichapa, Interconexión gasoducto de 48" Cactus-San Fernando, Est.2 Las Choapas-Est.3 Chinameca, 2.- Oleoducto de 6" Ø X 20.974 Km, transporte de crudo mediano en condiciones comerciales (máximo 0.5 % agua, Sal máximo 50 LBS/1000BLS, PVR máximo 6.5 psi) crudo estabilizado en estado líquido, origen BS2 Cuichapa, destino CCC Palomas, donde se identificó **1 escenario de riesgo indeseable**, el cual se compone de 1 receptores de riesgo con índice de riesgo alto.

De los 200 receptores de riesgos analizados en los 2 nodos, se obtuvieron los siguientes resultados; **1 receptor de riesgo** con un índice de **“Riesgo Alto”** el cual representa el 1 % del total, **152 receptores de riesgo** con índice de **“Riesgo Medio”** los cuales representan el 76 % del total y **47 receptores de riesgo** con un índice de **“Riesgo Bajo”** los cuales representan el 24 % de los receptores de riesgo evaluados.

Derivado de la revisión de consecuencias y escenarios de riesgo, podemos concluir que estos escenarios, calificados con un nivel de riesgo alto, están asociados a la presencia de hidrocarburos y su posterior deflagración o inflamación en caso de encontrar una fuente de ignición, y que son ocasionados por diversos agentes, como son: fallas de equipos o de sistemas de seguridad, fallas mecánicas de materiales o equipos, golpes por agentes externos y que ponen en riesgo la vida humana, la integridad de las instalaciones y medio ambiente.

Es la siguiente tabla se indican los escenarios resultantes de la ampliación de la metodología ¿Que pasa sí?, de los cuales serán evaluadas sus principales consecuencias mediante un análisis cuantitativo.

Tabla 76. Escenarios de riesgo simulados con el software SCRI

No.	Clave del escenario	Descripción del escenario	Nivel de riesgo (Frecuencia por consecuencia)	Región de riesgo	Frecuencia	Consecuencia	Identificación del nodo	Nombre de la instalación	Km o instalación superficial	Sustancia involucrada
1	E1/2,2. 1,2.1.1	Sobrepresión en el ducto con posibilidad de fuga y posible explosión en caso de encontrar puntos calientes por Error Humano en la operación de válvulas de bloqueo.	8	Medio	2	4	Sistema GASODUCTO DE 6" Ø X 15.765 KM	Gasoducto	Gasoducto de 6" Ø X 15.765 km	Gas
2	E2/3,3. 2,3.2.1	Fuga y posible explosión en caso de encontrar puntos calientes por pérdida de contención del ducto de gas.	10	Medio	2	5	Sistema GASODUCTO DE 6" Ø X 15.765 KM	Gasoducto	Gasoducto de 6" Ø X 15.765 km	Gas
3	E.3/11, 11.1,11 .1.1	Alta presión en el ducto con posibilidad de pérdida de la contención del aceite que transporta por Válvula de seccionamiento cerrada.	8	Medio	2	4	Sistema OLEODUCTO DE 6" Ø X 20.974KM	Oleoducto	Oleoducto de 6" Ø X 20.974km	Aceite
4	E.4/15. 15.1,15 .1.1	Derrame de aceite por la ruptura parcial o total de la línea, con posible Incendio si logra entrar en contacto con una fuente de ignición por	8	Medio	2	4	Sistema OLEODUCTO DE 6" Ø X 20.974KM	Oleoducto	Oleoducto de 6" Ø X 20.974km	Aceite

No.	Clave del escenario	Descripción del escenario	Nivel de riesgo (Frecuencia por consecuencia)	Región de riesgo	Frecuencia	Consecuencia	Identificación del nodo	Nombre de la instalación	Km o instalación superficial	Sustancia involucrada
		Perdida de contención del aceite.								
5	E5/1,1.2.1.2.1	Sobrepresión en el ducto con posibilidad de fuga y posible explosión en caso de encontrar puntos calientes por sabotaje.	8	Medio	2	4	Sistema GASODUCTO DE 6" Ø X 15.765 KM	Gasoducto	Gasoducto de 6" Ø X 15.765 km	Gas
6	E.6/17, 17.2,17.2.1	Derrame de aceite por la ruptura parcial o total de la línea, con posible Incendio si logra entrar en contacto con una fuente de ignición por sabotaje.	8	Medio	2	4	Nodo Oleoducto. 2	Oleoducto	Oleoducto de 6" Ø X 20.974Km	Aceite
7	E7/8,8.4.8.4.1	Fuga y posible explosión en caso de encontrar puntos calientes por Eventos no controlados como un golpe a la línea por maquinaria pesada o vehículos externos.	8	Medio	2	4	Nodo Gasoducto. 1	Gasoducto	Gasoducto de 6" Ø X 15.765 km	Gas
8	E.8/17, 17.1,17.1.1	Derrame de aceite por la ruptura parcial o total de la línea, con posible Incendio si logra entrar en contacto con una fuente de ignición por Golpe por maniobras realizadas sobre la línea en la salida o llegada del ducto.	8	Medio	2	4	Nodo Oleoducto. 2	Oleoducto	Oleoducto de 6" Ø X 20.974Km	Aceite

5.4.2 ANÁLISIS CUANTITATIVO DE RIESGO.

5.4.2.1 ANÁLISIS DE FRECUENCIAS.

Con la evaluación de frecuencias se pretende precisar las suposiciones realizadas durante la categorización de riesgos para el proyecto **OLEODUCTO DE 6" Ø X 20.974 KM Y GASODUCTO DE 6" Ø X 15.765 KM**, es decir, determinar si se requieren ajustes en las frecuencias asignadas a los diversos escenarios de riesgo identificados. Para la evaluación de frecuencias del presente estudio, se consideraron los escenarios con mayor magnitud de riesgo mostrados en las tablas de escenarios de riesgo mayores identificados.

Es importante mencionar que los eventos resultantes de la aplicación de la metodología son similares, por lo que se considera lo siguiente:

Tabla 77. Eventos de Riesgos Indeseables

No. Escenario	Descripción del escenario
E1/2,2.1,2.1.1	Sobrepresión en el ducto con posibilidad de fuga y posible explosión en caso de encontrar puntos calientes por Error Humano en la operación de válvulas de bloqueo.
E2/3,3.2,3.2.1	Fuga y posible explosión en caso de encontrar puntos calientes por pérdida de contención del ducto de gas.
E.3/11,11.1,11.1.1	Alta presión en el ducto con posibilidad de pérdida de la contención del aceite que transporta por Válvula de seccionamiento cerrada.
E.4/15.15.1,15.1.1	Derrame de aceite por la ruptura parcial o total de la línea, con posible Incendio si logra entrar en contacto con una fuente de ignición por Pérdida de contención del aceite.
E5/1,1.2,1.2.1	Sobrepresión en el ducto con posibilidad de fuga y posible explosión en caso de encontrar puntos calientes por sabotaje.
E.6/17,17.2,17.2.1	Derrame de aceite por la ruptura parcial o total de la línea, con posible Incendio si logra entrar en contacto con una fuente de ignición por sabotaje.
E7/8,8.4,8.3.1	Fuga y posible explosión en caso de encontrar puntos calientes por Eventos no controlados como un golpe a la línea por maquinaria pesada o vehículos externos.
E.8/17,17.1,17.1.1	Derrame de aceite por la ruptura parcial o total de la línea, con posible Incendio si logra entrar en contacto con una fuente de ignición por Golpe por maniobras realizadas sobre la línea en la salida o llegada del ducto.

En los apartados subsecuentes, se muestra el desarrollo de la aplicación de las técnicas antes citadas y un resumen de los resultados de las mismas.

La técnica de análisis denominada árbol de fallas (AF), es un modelo lógico detallado que describe las combinaciones de fallas, que pueden producir la falla de un determinado sistema. Esta técnica considera las causas de falla común de los equipos o sistemas, las características de los elementos que integran las instalaciones, los errores humanos que intervienen en la falla, y la presencia de eventos simples y múltiples que dan origen a la falla del sistema.

El desarrollo de la técnica consiste en determinar las posibles causas que dan origen al *Evento Superior* (ES) o fallo de interés del sistema, mediante la determinación de *Eventos Intermedios* (EI, condiciones previas al Evento superior), y *Eventos Básicos* (EB, errores humanos, fallas de componentes o eventos no desarrollados en el modelo lógico). Todos ellos se integran en el árbol de fallas, para mostrar la combinación de las *Funciones o Puertas Lógicas* (Y, O). Estas, representan la manera en que se pueden entrelazar o combinar cada uno de estos eventos que dan como producto final la falla del sistema o manifestación del *Evento Superior* (*Cortes Mínimos*).

La función lógica "Y" se utiliza cuando es necesario que se cumplan todos los eventos básicos identificados, lo cual significa, que deben ocurrir conjuntamente todos y cada

uno de los eventos. La función lógica "O" se utiliza siempre y cuando ocurra alguno de los eventos básicos identificados.

La técnica implica el uso de las Leyes del Álgebra de Boole, para calcular la probabilidad de falla del sistema, con base a la determinación de la combinación y cuantificación de las tasas de falla (TF) de los EB, que permitirán la presencia de sucesos más complejos (Evento superior).

Una vez determinado el Evento Superior, se realiza la construcción del modelo lógico del (AF), donde se representa de forma gráfica, en la cima del AF el ES, la combinación de los EI, y finalmente en la base del AF, los eventos básicos; indicando la relación lógica (Y, O) existente entre cada uno de los Eventos (S, I, B), que condiciona la ocurrencia del ES.

Dado que no se cuenta con información de las Tasas de Falla de los eventos que se pueden presentar en el proyecto **OLEODUCTO DE 6" Ø X 20.974KM Y GASODUCTO DE 6" Ø X 15.765 KM** como tal, estas tasas, se obtuvieron mediante la consulta histórica conocida y las fallas de equipos se realizó con la consulta bibliografía especializada para instalaciones o equipos similares, la cual se indica a continuación:

- *Guidelines for Process Equipment Reliability Data with Data Tables, Center for Chemical*
- *Process Safety of the American Institute of Chemical Engineers, New Cork, 1999. (1)*
- *Offshore Reliability Data Handbook (OREDA), SINTEF Industrial Management, Det Norske Veritas (DNV), Norway, 2002. (2)*
- *Guidelines for Chemical Process Quantitative Risk Analysis, American Institute of Chemical Engineers, New Cork, 2000. (3)*
- *Management of Human Error in Operations of Marine Systems, Report HO3 93-1 y HO 92-5, Department of Naval Architecture and Offshore Engineer, California University. (4)*

A continuación, podemos ver el desarrollo de los árboles de falla para cada uno de los eventos antes descritos considerando la siguiente tabla.

Frecuencia de fallo para tuberías de proceso

Diámetro de la tubería	Frecuencia de fallo m/año	Frecuencia de fallo m/año
	Ruptura ^{III}	Fuga ^{III}
$\varnothing < 3"$	1×10^{-08}	5×10^{-08}
$3" \leq \varnothing \leq 6"$	3×10^{-07}	2×10^{-08}
$\varnothing > 6"$	1×10^{-07}	5×10^{-07}

De acuerdo a lo anterior se obtiene lo siguiente:

Tabla 78. Resultado de Frecuencias por fallo de tuberías de procesos

SUSTANCIA	LINEA CONSIDERADA	HIPÓTESIS	CALCULO DE FRECUENCIAS DIRECTAS PARA TUBERIAS DE PROCESO			DISTANCIA DE LA TUBERIA CONSIDERADA (metros)	FRECUENCIA Ocaciones/Año	BLOQUEO O RESTRICCION CORRIENTE ABAJO (VÁLVULAS MANUALES)	BLOQUEO O RESTRICCION CORRIENTE ABAJO (SDV)	FALLA POR EROSION O CORROSIÓN	FALLA POR IMPACTO EXTERNO	FALLA DE SELLO EN BRIDAS Y/O VÁLVULAS	FALLA VALVULA PCV	VALOR DE LA FRECUENCIA INICIADORA Ocaciones/Año
			DIAMETRO (plg)	TIPO DE ESCENARIO	FRECUENCIA DE FALLO TUBERIAS (Ocaciones/m-Año)									
Gas	Gasoducto	E.1	6.00	FUGA	2.00E-06	15,726.00	3.15E-02	1.30E-03	(a)	9.10E-04	1.00E-04	4.38E-05	1.93E-04	3.15E-02
Gas	Gasoducto	E.2	6.00	RUPTURA	3.00E-07	15,726.00	4.72E-03							4.72E-03
Aceite	Oleoducto	E.3	6.00	FUGA	2.00E-06	20,979.00	4.20E-02							4.20E-02
Aceite	Oleoducto	E.4	6.00	RUPTURA	3.00E-07	20,979.00	6.29E-03							6.29E-03
Gas	Gasoducto	E.5	6.00	FUGA	2.00E-06	15,726.00	3.15E-02							3.15E-02
Aceite	Oleoducto	E.6	6.00	FUGA	2.00E-06	20,979.00	4.20E-02							4.20E-02
Gas	Gasoducto	E.7	6.00	RUPTURA	3.00E-07	15,726.00	4.72E-03							4.72E-03
Aceite	Oleoducto	E.8	6.00	RUPTURA	3.00E-07	20,979.00	6.29E-03							6.29E-03

Como su nombre lo indica, la tasa de falla de un equipo, es un valor que representa la probabilidad de que dicho equipo presente una falla durante un determinado tiempo.

Normalmente se expresa en fallas por millón de horas de servicio (1×10^6 h) o con el cálculo de la frecuencia anual equivalente en años (fallas/año).

Frecuencia de los eventos posteriores al Accidente / Árbol de eventos.

La representación de las cadenas de eventos ocurrentes (tipologías de los accidentes) que previamente fueron identificados y ponderados cuantitativamente como escenarios de Riesgo indeseables, nos ocupara para el desarrollo del árbol de eventos correspondiente, mismo que es asociado a un evento iniciador para la ocurrencia de este evento ocurrente, en donde este árbol de eventos nos desplegará las frecuencias probables de ocurrencia para los escenarios seleccionados. El desarrollo de la metodología de los árboles de eventos usada se describe como sigue:

El análisis por árboles de eventos consiste en la aplicación de una herramienta sistemática y probabilística, representando gráficamente en un diagrama de desarrollo que sea capaz de desplegar la secuencia de un evento iniciante y que pueda culminar en un accidente mediante diversos eventos de afectación y minimización. Los análisis de árboles de eventos son llevados a cabo de una forma inductiva, es decir; empieza con un evento iniciante y se desarrollan las secuencias de los eventos cronológicamente subsecuentes, típicamente caracterizados como “barreras” o funciones de seguridad, o bien condiciones probables en el desarrollo de un evento iniciante. Estas secuencias determinan la evolución de diferentes tipologías y magnitudes de las consecuencias que puedan ser asociadas con ellos.

La construcción de las secuencias que llevan a los posibles accidentes empieza en la parte izquierda del árbol, por medio de un evento iniciante (simple) progresando hacia la derecha en forma de “ramificaciones”. La rama más arriba es establecida por convención que esta se refiere a la ocurrencia de cada evento condicionante, este evento siendo indicado en lo más alto de cada división vertical (formado por los nodos) y en la parte baja de la rama como la no ocurrencia del mismo evento. En los casos en que la secuencia no es alterada por la condición establecida en el evento involucrado, la secuencia simplemente no se ramifica en ese punto. El proceso continúa hasta que los posibles resultados de accidentes puedan ser claramente definidos en las ramificaciones del árbol.

Una vez que el encabezado del evento iniciante es definido, asignaciones de probabilidad son hechas para cada evento intermedio (condicionante), así que la multiplicación de las probabilidades por la frecuencia probable del evento iniciante permitirá hacer un estimado de las frecuencias resultantes para cada una de las consecuencias.

El cálculo de ocurrencia de cada escenario de accidente subsecuente a los eventos iniciadores descritos anteriormente fue estimado por medio de la técnica de árboles de eventos. En los árboles de falla a continuación fueron considerados: la tasa de falla de ocurrencia del evento iniciante; las probabilidades de una ignición inmediata o retardada, y las probabilidades de ocurrencia de un fuego o una explosión.

Es evidente que los resultados que se tengan incidentes de consecuencias son de probabilidad baja por lo que en caso de que se presente cualquiera de los escenarios evaluados.

5.4.2.2 ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS

Para poder llevar a cabo con la evaluación de consecuencias cabe mencionar que los escenarios identificados como sucesores de algún evento de riesgo intolerable A, fueron evaluados mediante el método matemático de simulación SCRI.

Para dichas simulaciones se está considerando las hipótesis derivadas de la aplicación de la metodología de identificación de riesgos ¿Qué pasa sí?, en donde se tiene consideradas las siguientes consecuencias para lo cual se da una explicación de estas.

Explosión

Una explosión se caracteriza por la liberación repentina de energía que produce un área momentánea de alta presión en el medio ambiente, la emisión de energía y la disipación de la energía hacia el medio ambiente debe ocurrir muy rápido a fin de que el evento sea clasificado como explosión. El efecto de una explosión se debe a la disipación de la energía liberada y una gran parte de la energía liberada se transforma en un incremento de presión en la atmósfera (sobrepresión explosiva).

Incendio

Los incendios son los principales causantes de efectos térmicos que se traducen en la comunicación de calor al personal y objetos materiales que se encuentren en su entorno. Los incendios pueden presentarse de diferentes formas:

- Incendio de charco (pool fire)
- Bola de fuego (fire ball)
- Dardo de fuego (jet fire)
- Flamazo (flash fire)

Incendio de charco (Pool Fire)

Los charcos de fuego al aire libre se originan cuando se produce un escape o vertido de un líquido combustible sobre el suelo y en el exterior. En caso de que se produzca la ignición del líquido derramado, el tipo de fuego resultante dependerá en gran medida en gran medida de si el escape es continuo o instantáneo. Si el escape es instantáneo, el líquido se irá esparciendo hasta que se encuentre una barrera o hasta que se haya consumido el combustible en el incendio. En caso de que un escape continuo, el charco irá creciendo hasta que la velocidad de combustión se iguale el caudal vertido. De este modo se llega a un diámetro de equilibrio, que se mantiene mientras no se detiene la fuga. Por otra parte, si el líquido queda retenido dentro de algún recipiente o área protegida, como puede ser una cubeta, el incendio no dependerá tanto de si el escape es instantáneo o continuo.

Bola de fuego (fire ball)

Llama de propagación por difusión, formado cuando una masa importante de combustible se enciende por contacto con llamas estacionarias adyacente. Se forma un globo incandescente que asciende verticalmente y que se consume con gran rapidez. Las causas que pueden producir estos eventos pueden ser:

- Rupturas ocasionadas por impactos en las diferentes etapas de instalación del proyecto.
- Situaciones de sobrepresión o fugas debidas a fallas en la instrumentación o válvulas del sistema de operación.

Dardo de fuego (jet fire)

El evento de jet fire se puede definir como una llama estacionaria de difusión de gran longitud y poca anchura como la producida por un soplete oxiacetileno. Generalmente

este evento ocurre con un material inflamable que ha sido liberado a alta presión y se incendia a una distancia del punto de descarga. La nube formada produce el incendio (jet fire) en cualquier momento, siempre y cuando esté por encima de su límite inferior de inflamabilidad y por debajo del superior, esta zona de la nube es la que se considera para determinar los efectos de radiación térmica.

Flamazo (flash fire)

Para este caso, consideramos la dispersión de una nube de gas a baja presión en la que los efectos por presión son despreciables quedando solamente por considerar los correspondientes a la radiación térmica. La zona de alcance (por lo general la región del espacio correspondiente al límite inferior de inflamabilidad) limitándose la consideración de los efectos térmicos al interior de dicha zona. La siguiente tabla muestra los efectos producidos a personas y objetos durante el evento denominado "flash fire".

Tabla 79. Efectos del Flash Fire.

PERSONAS U OBJETOS	DESCRIPCIÓN
Fuera de la nube	Como la duración del fenómeno es muy corta, el daño es limitado y muy inferior.
Dentro de la nube sometidos a un contacto directo con la llama.	Las personas sufrirán quemaduras graves de 2° grado sobre una gran parte del cuerpo, la situación se agrava a quemaduras a 3° y 4° grado por la ignición más que probable de la ropa o vestidos. La probabilidad de muerte es muy elevada. Aproximadamente morirá 14% de la población sometida a esta radiación con un 20 % como mínimo de quemaduras importantes. En el caso de que la persona porte ropa de protección que no se queme, su presencia reducirá la superficie del cuerpo expuesta (se considera en general que solo se irradia el 20 % de esta superficie que comprendería la cabeza 7 %; manos 5 % y los brazos 8 %). En el caso de personas situadas en el interior de viviendas, probablemente estarán protegidas – aunque sea parcialmente - de la llamarada, pero estarán expuestas a fuegos secundarios provocados por la misma.

Fuente: Análisis del Riesgo en Instalaciones industriales, Montiel Helena.

Tabla 80. Efectos a Diferentes Niveles de Radiación Térmica.

INTENSIDAD DE RADIACIÓN kW/m ²	DESCRIPCIÓN
1.4	Puede tolerarse sin sensación de incomodidad durante largos periodos (con vestimenta normal), se considera inofensivo para personas sin ninguna protección especial. En general se considera que no hay dolor – sea cual sea el tiempo de exposición - con flujos térmicos inferiores a 1.7 kW/m² (mínimo necesario para causar dolor).
3	Zona de alerta.

INTENSIDAD DE RADIACIÓN kW/m2	DESCRIPCIÓN
5	Zona de intervención con un tiempo máximo de exposición de 3 minutos. Máximo soportable por personas protegidas con trajes especiales y tiempo limitado. El tiempo necesario para sentir dolor (piel desnuda) es aproximadamente de 13 segundos, y con 40 segundos pueden producirse quemaduras de segundo grado. Cuando la temperatura de la piel llega hasta 55 °C aparecen ampollas.
11.7	El acero delgado, parcialmente aislado, puede perder su integridad mecánica.
12.5	Extensión del incendio, fusión de recubrimiento de plástico en cables eléctricos. La madera puede prender después de una larga exposición. 100 % de letalidad.
25	El acero delgado aislado puede perder su integridad mecánica.
37.5	Suficiente para causar daños a equipos de proceso, colapso de estructuras.

Fuente: Análisis del Riesgo en Instalaciones Industriales, Montiel Helena, Pág. 303.

a) Dispersión de nube tóxica / inflamable

Los vapores y gases emitidos por la mezcla de hidrocarburos, pueden generar una dispersión la cual va rebajando la concentración de la sustancia emitida, al tiempo que la extiende sobre regiones cada vez mayores del espacio. Esta dispersión dependerá de la estabilidad atmosférica. Su afectación dependerá de la toxicidad de los vapores o gases emitidos (siendo en este caso la mayor afectación al personal cercano a la fuente de emisión), y de la cantidad de gas entre los límites de inflamabilidad que puedan encontrar un punto de ignición (ver flash fire y jet Fire). La tabla siguiente muestra el índice de mortalidad y las lesiones presentadas en un evento de dispersión de nube tóxica cuando un porcentaje de la población está expuesta a concentraciones letales (LC).

Tabla 81. Efectos de Emisiones Tóxicas

LC (%)	ÍNDICE DE MORTALIDAD	LESIONES
1	El personal ubicado en esta zona presenta un índice de mortalidad bajo (1 %)	Daños a la epidermis: Inflamaciones leves y reacciones alérgicas ligeras. Daño a los ojos: Conjuntivitis.
50	El personal ubicado en esta zona presenta un índice de mortalidad medio (50 %)	Daños a la epidermis: Inflamaciones crónicas o agudas, reacciones alérgicas, neoplasia y ulceraciones diversas. Daño a los ojos: Daño permanente con resultado de ceguera. Daño a vías respiratorias: Bloqueo físico de alvéolos (polvos insolubles) o reacción con la pared del alvéolo para producir sustancias tóxicas.
99	El personal ubicado en esta zona presenta un índice de mortalidad alto	Lesiones irreversibles.

LC (%)	ÍNDICE DE MORTALIDAD	LESIONES
	(99 %) debido a la alta concentración de sustancias tóxica.	Bloqueo físico permanente de alvéolos. Muerte en un corto tiempo.

Fuente: Análisis del Riesgo en Instalaciones industriales, Montiel Helena.

b) Explosión de nube de gas no confinada (UVCE) y confinada (VCE)

La explosión de nube de vapor no confinada se presenta cuando la sustancia ha sido dispersada y se incendia a una distancia del lugar de descarga. La magnitud de la explosión depende del tamaño de la nube y de las propiedades químicas de la sustancia. Se pueden ocasionar ondas de sobrepresión, y los efectos térmicos suelen ser menos importantes que los anteriores. Igualmente, las explosiones confinadas pueden dar lugar a deflagraciones y los efectos adversos que pueden provocar son: ondas de presión, formación de proyectiles y radiación térmica. La tabla muestra los efectos derivados de la sobrepresión.

Tabla 82. Efectos Derivados de la Sobrepresión

VALOR (PSI)	DESCRIPCIÓN
0.5	Dstrucción de ventanas, con daño a los marcos y bastidores. Daños menores a techos de casa. Daños estructurales menores.
0.725	Zona de alerta. Daños estructurales de pequeña magnitud en casa.
1	Demolición parcial de casas, que quedan inhabitables. Daños estructurales menores, comparables a los daños ocasionados por una tormenta, fallas en estructuras o paredes de madera. Rompimiento de ventanas. El techo de los tanques de almacenamiento sufre un colapso. Falla de paneles y mamparas de madera, aluminio, etc. Conexiones o uniones de aluminio o acero muestran fallas.
1.81	Zona de Intervención. Dislocación / colapso de paneles, paredes y techos.
7.25	Colapso parcial de paredes y techos de casas. Dstrucción de paredes de cemento de 20 a 30 cm de grosor. Dstrucción del 50 % de la obra de ladrillo en edificaciones. 25% de todas las paredes muestran fallas. Las paredes hechas de bloques de concreto se colapsan. Daños menores de marcos de acero en ventanas y puertas. Daños moderados o menores. Deformación de paredes y puertas, falla de juntas. Se desprende el recubrimiento de las paredes. Daños serios al resto de los elementos de soporte. Umbral (1 %) de ruptura de tímpano.
14.50	Desplazamiento de los tanques de almacenamiento cilíndrico. Daño a columnas de fraccionamiento. La estructura de soporte de un tanque de almacenamiento redondo se colapsa. Daños severos y desplazamiento de maquinaria pesada (3 500 kg). Falla de las conexiones de tuberías. Demolición total de edificios. Colapso total de casas habitación tipo o estilo americano. Umbral de letalidad (1 %) de muerte por hemorragia pulmonar y efectos directos de la

VALOR (PSI)	DESCRIPCIÓN
	sobrepresión sobre el cuerpo humano.
25.5	Ruptura parcial de tanques de almacenamiento. Daño parcial mayor a columnas de fraccionamiento. Daños severos a maquinaria pesada (3 500 kg). Ruptura parcial de tuberías. Demolición total de edificios. 90 % de probabilidad de muerte por hemorragia pulmonar
29	Ruptura total de tanques de almacenamiento. Pérdida total a columnas de fraccionamiento. Pérdida total de maquinaria pesada (3 500 kg). Ruptura total de tuberías. Demolición total de edificios. 99 % de probabilidad de muerte por hemorragia pulmonar
299.94	Límite para formación de cráter.

Fuente: Análisis del Riesgo en Instalaciones industriales, Montiel Helena.

Radio potenciales de afectación.

Una vez identificados y jerarquizados los riesgos, las consecuencias de la pérdida de la hermeticidad con la consecuente liberación de Sustancias peligrosas, se evaluarán sus efectos adversos para estimar la magnitud hacia el personal, población, impactos ambientales, a la instalación, equipos, o pérdidas económicas, generados por el escalamiento del evento en el que se producen incendios, explosiones o nubes tóxicas. El Análisis de Consecuencias (Análisis de Riesgos Cuantitativo), se realiza mediante la aplicación de un software SCRI.

Este software consiste en cinco técnicas analíticas las cuales se describen a continuación:

1. Modelos de Flujo

De fuga o escape, determina la tasa, velocidad, temperatura y otras condiciones de fuga ante una pérdida de contención que puede ser instantánea o de descarga continua.

De fuga o escape, determina la tasa, velocidad, temperatura y otras condiciones de fuga ante una pérdida de contención que puede ser instantánea o de descarga continua.

2. Modelos de Dispersión

La turbulencia atmosférica se convierte en el principal mecanismo de mezcla y se desarrolla un perfil de concentración en toda la nube, esto permite relacionar los límites permisibles tolerables a distancias determinadas del punto de la fuga.

3. Modelos de Explosión

Determina los niveles de sobrepresión basados en la equivalencia de una explosión de carga de TNT. Las explosiones de nubes de vapor no confinadas se caracterizan por un frente de flama, que viaja por debajo de la velocidad del sonido denominada deflagración.

4. Modelos de Radiación

Determina el alcance y niveles de radiación producidos por:

- Chorro de fuego (Jet Fire). Es una llama estacionaria y alargada (de gran longitud y poca amplitud) provocada por la ignición de un chorro turbulento de gases o vapores combustibles, también puede ser llamado cono de fuego.
- Charcos de fuego (Pool Fire). Es una llama estacionaria e irregular (la altura depende del diámetro del charco) provocada por la ignición de gases inflamables o del propio líquido.

5. Modelos de Toxicidad

Determina el alcance y niveles de toxicidad producidos por:

IDLH: (Immediately Dangerous to Life and Health) Inmediatamente peligroso para la vida y la salud. Las atmósferas IDLH son capaces de causar la muerte, efectos de salud irreversibles, o causar incapacidad de la habilidad de la persona para escapar de una atmósfera peligrosa y de requerirse la exposición a este nivel de concentración el personal deberá de contar con el equipo de protección necesario.

TLV15 o STEL: El STEL (Límite de exposición a corto plazo) de una sustancia es definido por la ACGIH (Conferencia Americana de Higienistas Gubernamentales Industriales) como la concentración de dicha sustancia a la cual los trabajadores pueden estar expuestos continuamente durante un corto periodo de tiempo sin sufrir de:

- Irritación.
- Daño crónico o irreversible a los tejidos.
- Narcosis (sueño inducido) de suficiente gravedad como para elevar la posibilidad de daños accidentales, dificultar el auto-rescate o reducir materialmente la eficiencia en el trabajo.

Fases de Liberación

Dependiendo de las condiciones de operación (presión, temperatura, flujo, composición de la mezcla, etc.), el material que se libera puede presentar cualquiera de las fases que se indican en la siguiente imagen:

Para determinar el tipo de fase de liberación del fluido, se considera la Presión de Saturación del producto almacenado y/o transportado a la temperatura de almacenamiento y/o transporte.

Para calcular dicha presión de saturación (P_{sat}) se tienen las siguientes condiciones:

- Si $P_{sat} \geq P_s \geq P_{atm}$ = Fase de liberación es Vapor
- Si $P_s \geq P_{sat} > P_{atm}$ = Fase de liberación es 2-Fases
- Si $P_s \geq P_{atm} > P_{sat}$ = Fase de liberación es Líquido

Liberación Fase Vapor

Como se muestra en la condición arriba citada, si la presión de saturación (P_{sat}) del fluido a la temperatura de almacenamiento y/o transporte es mayor o igual que la presión de almacenamiento (P_s), el fluido será almacenado como gas o vapor y liberado a la atmósfera también como gas o vapor.

Liberación de 2-Fases

Como se muestra en la condición arriba citada, si la presión de saturación (P_{sat}) del fluido a la temperatura de almacenamiento y/o transporte es menor o igual que la presión de almacenamiento (P_s), pero mayor que la presión atmosférica, el fluido será almacenado como líquido y liberado a la atmósfera en una mezcla de dos fases.

Liberación Fase Líquida

Finalmente, como se muestra en la condición arriba citada, si la presión de saturación (P_{sat}) del fluido a la temperatura de almacenamiento y/o transporte es menor que la presión atmosférica (P_{atm}), el fluido será almacenado como líquido y liberado también a la atmósfera como líquido.

Zona de Afectación por Escenario

Los parámetros utilizados para definir y justificar las zonas de seguridad en torno al proyecto e interpretar los resultados de la simulación se marcan en la "Guía para la

presentación del Análisis de riesgo de proceso Nivel 1 Informe preliminar de riesgo" publicada por SEMARNAT.

Zona de Alto Riesgo

Es la distancia a partir del punto de fuga, donde de acuerdo a los cálculos realizados, en caso de presentarse el evento se requiere de ejecutar acciones de combate, control y evacuación inmediata tal como se muestra en la siguiente tabla.

CRITERIOS DE SELECCIÓN DE RIESGOS A SIMULAR

La evaluación del peor escenario catastrófico es de acuerdo a los criterios señalados en "RMP Offsite Consequence Analysis", de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (USEPA), May 24 de 1996. Esto es aplicable para la ruptura total de la línea ocasionada por agentes externos, tal como golpes accidentales con maquinaria pesada donde se recomienda utilizar el diámetro nominal de la tubería.

El área y forma del orificio es uno de los parámetros que tienen gran incertidumbre. Por lo general, se supone un orificio circular y los simuladores cuentan con modelos de fuga para orificios circulares. En ocasiones se simulan eventos ya ocurridos con orificios de geometría distintas a la circular. Para el caso de orificios con geometrías distintas a la circular se debe circular un área equivalente a un círculo a partir del área del orificio considerado. Pero debe subrayarse que la gran mayoría de los escenarios de riesgo a analizar no han ocurrido, por lo que existe incertidumbre sobre el valor del área del orificio.

Valores umbrales sobre personas

En la siguiente tabla se muestran los valores umbrales de referencia adoptados en este estudio para una radiación térmica, sobrepresión y dispersión tóxica sobre personas.

Tabla 83. Estabilidad atmosférica de Pasquill

Velocidad del viento U_{10} (m/s)	Radiación Solar			Horas de noche	
	Fuerte	Moderado	Débil	Fracción cubierta de nubes	
				$\geq 1/2$	$\leq 1/2$
<2	A	A-B	B	E	F
2-3	A-B	B	C	E	F
3-5	B	B-C	C	D	E
5-6	C	C-D	D	D	D
>6	C	D	D	D	D

Tabla 84. Parámetros que definen la Zona de Alto Riesgo y la Zona de Amortiguamiento.

	Zona de Alto riesgo por daño a equipos	Zona de Alto Riesgo	Zona de Amortiguamiento
TOXICIDAD (concentración)	---	IDLH (ppm)	TLV _(8h, TWA) o TLV _(15min, STEL) (ppm)
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 3 lb/plg ² A10 lb/plg ²	1.0 lb/plg ² (0.070 kg/cm ²)	0.5 lb/plg ² (0.035 kg/cm ²)

(1) IDLH (Immediately Dangerous to Life or Health). Concentración máxima de una sustancia en aire que un trabajador con buen estado de salud general puede soportar durante treinta minutos sin desarrollar síntomas, que disminuyan su capacidad de realizar una evacuación de emergencia y sin sufrir daños irreversibles.

(2) TLV15 (Threshold Limit Values). Máxima concentración a la que la mayoría de los trabajadores puede exponerse por un periodo continuado de hasta quince minutos sin sufrir irritaciones, cambios crónicos o irreversibles en los tejidos o narcosis que reduzca su eficacia, les predisponga al accidente o dificulte las reacciones de defensa.

Fuente: Guía para elaborar Análisis de Riesgo de proceso del sector hidrocarburos ASEA.

Diámetro equivalente de fuga (DEF)

Para el caso de líneas de proceso, ductos, bridas, sellos mecánicos en equipo rotatorio, sellos o empaquetaduras en válvulas de proceso, debe utilizarse el DEF y podrán utilizarse los siguientes criterios.

Criterios para utilizar diámetro equivalente.

Líneas de proceso: $\frac{3}{4}" \leq DN \leq 2"$	DEF=1.00 veces del diámetro nominal (DN) de la línea de proceso.
Líneas de proceso: $2" \leq DN \leq 4"$	DEF=0.30 veces del diámetro nominal (DN) de la línea de proceso.
Líneas de proceso: $6" \leq DN$	DEF=0.20 veces del diámetro nominal (DN) de la línea de proceso.
Bridas	Según el diámetro de la línea de proceso, aplican los criterios anteriores [1.0* (DN), 0.3* (DN) Y 0.2 (DN)]
Sellos mecánicos en equipo rotatorio de proceso.	Para todos los tamaños de flechas. DEF = Calcularlo con el 100% del área anular.
Sellos o empaquetaduras en válvulas de proceso.	Para todos los tamaños de vástagos. DEF = Calcularlo con el 100% del área anular.
El DEF en el cuerpo de un recipiente, será aquel que sea determinado por el Grupo Multidisciplinario de Análisis y Evaluación de Riesgo.	

Fuente: Criterios Técnicos para simular escenarios de riesgo por fugas y derrames de sustancias peligrosas, en instalaciones de Petróleos Mexicanos, pág. 23. Clave: DCO-GDOESSPA-AC-001.

De acuerdo a la guía, se consideran los siguientes escenarios:

a) Peor Caso

No.	Descripción del escenario	Nivel de riesgo (Frecuencia por consecuencia)	Región de riesgo	Frecuencia	Consecuencia	Identificación del nodo	Clave del escenario	Nombre de la instalación	Km o instalación superficial	Sustancia involucrada
1	Sobrepresión en el ducto con posibilidad de fuga y posible explosión en caso de encontrar puntos calientes por Error Humano en la operación de válvulas de bloqueo.	8	Medio	2	4	Nodo Gasoducto. 1	E1/2,2.1,2.1.1	Gasoducto	Gasoducto de 6" Ø X 15.765 km	Gas
2	Fuga y posible explosión en caso de encontrar puntos calientes por pérdida de contención del ducto de gas.	10	Medio	2	5	Nodo Gasoducto. 1	E2/3,3.2,3.2.1	Gasoducto	Gasoducto de 6" Ø X 15.765 km	Gas
3	Alta presión en el ducto con posibilidad de pérdida de la contención del aceite que transporta por Válvula de seccionamiento cerrada.	8	Medio	2	4	Nodo Oleoducto. 2	E.3/11,11.1,11.1.1	Oleoducto	Oleoducto de 6" Ø X 20.974Km	Aceite
4	Derrame de aceite por la ruptura parcial o total de la línea, con posible Incendio si logra entrar en contacto con una fuente de ignición por Perdida de contención del aceite.	8	Medio	2	4	Nodo Oleoducto. 2	E.4/15.15.1,15.1.1	Oleoducto	Oleoducto de 6" Ø X 20.974Km	Aceite

b) Caso más probable

No.	Descripción del escenario	Nivel de riesgo (Frecuencia por consecuencia)	Región de riesgo	Frecuencia	Consecuencia	Identificación del nodo	Clave del escenario	Nombre de la instalación	Km o instalación superficial	Sustancia involucrada
5	Sobrepresión en el ducto con posibilidad de fuga y posible explosión en caso de encontrar puntos calientes por sabotaje.	8	Medio	2	4	Nodo 1 Gasoducto.	E5/1,1.2,1.2.1	Gasoducto	Gasoducto de 6" Ø X15.765 km	Gas
6	Derrame de aceite por la ruptura parcial o total de la línea, con posible Incendio si logra entrar en contacto con una fuente de ignición por sabotaje.	8	Medio	2	4	Nodo 2 Oleoducto.	E.6/17,17.2,17.2.1	Oleoducto	Oleoducto de 6" Ø X 20.974Km	Aceite

c) Casos Alternos

No.	Descripción del escenario	Nivel de riesgo (Frecuencia por consecuencia)	Región de riesgo	Frecuencia	Consecuencia	Identificación del nodo	Clave del escenario	Nombre de la instalación	Km o instalación superficial	Sustancia involucrada
7	Fuga y posible explosión en caso de encontrar puntos calientes por Eventos no controlados como un golpe a la línea por maquinaria pesada o vehículos externos.	8	Medio	2	4	Nodo 1 Gasoducto.	E7/8,8.4,8.4.1	Gasoducto	Gasoducto de 6" Ø X 15.765 km	Gas
8	Derrame de aceite por la ruptura parcial o total de la línea, con posible Incendio si logra entrar en contacto con una fuente de ignición por Golpe por maniobras realizadas sobre la línea en la salida o llegada del ducto.	8	Medio	2	4	Nodo 2 Oleoducto.	E.8/17,17.1,17.1.1	Oleoducto	Oleoducto de 6" Ø X 20.974Km	Aceite

Los escenarios de mayor riesgo considerados son los siguientes:

ESCENARIO E1/2,2.1,2.1.1

Tabla 85. Escenario: E1/2,2.1,2.1.1

I.DATOS GENERALES										
Elaboró:	Ricardo Negrete Garibay				Fecha	2022		Software de Simulación		SCRI
Proyecto:	OLEODUCTO DE 6" Ø X 20.974 KM Y GASODUCTO DE 6" Ø X 15.765 KM									
II.DATOS DEL ESCENARIO										
Clave	E1/2,2.1,2.1.1				Tipo de Caso			Región de Riesgo del Caso alterno		
Descripción	Sobrepresión en el ducto con posibilidad de fuga y posible explosión en caso de encontrar puntos calientes por Error Humano en la operación de válvulas de bloqueo (Ruptura con orificio del 20% en Gasoducto)				Peor Caso	Caso Más Probable	Caso Alterno	Alto	Medio	Bajo
					✓	---	---	---	---	---
Modelo(s) empleado(s) en la Simulación										
Dardo de fuego (Jet fire)	BLEVE/ Bola de fuego (Fire ball)				Charco de fuego (Pool fire)	Flamazo de nube de vapor (Flash fire)	Explosión de nube de vapor		Explosión física de recipiente a alta presión	Nube tóxica
							Confinada (CVCE)	No confinada (UVCE)		
✓	---				---	---	---	---	---	---
III.SUSTANCIA(S) INVOLUCRADA(S)										
Nombre de la sustancia				Gas						
Composición				Propiedades						
Nombre del componente	% mol.	% peso	% vol.	LEL %	UEL %	IDLH ppm	TLV (8 h, TWA) ppm	TLV (15min, STEL) ppm	Densidad (kg/L o kg/m³)	Presión de vapor (kg/cm², psi, pascales, bares)
DIÓXIDO DE C	1.00	---	---	ND	ND	40000	5000	ND	712.9 kg/m3	6.44E+06
METANO	84.00	---	---	5	15	ND	ND	ND	422.5 kg/m³	6.1834E+07 Pa
NITROGENO	0.60	---	---	ND	ND	ND	ND	ND	870.2 kg/m3	7.46031E*08 Pa
ETANO	11.00	---	---	2.9	13	ND	ND	ND	315.336 kg/m³	4.18744E+06 Pa
PROPANO	0.60	---	---	2	9.5	2100	2500	ND	491.047 kg/m³	953257 Pa
ISOPENTANO	0.30	---	---	1.3	8	ND	600	ND	616.327 kg/m3	91712.3 Pa
I-BUTANO	1.00	---	---	1.5	9	ND	800	ND	573.24 kg/m³	243680 Pa
N-BUTANO	1.00	---	---	1.5	9	ND	800	ND	573.24 kg/m³	243680 Pa
ISOPENTANO	0.30	---	---	1.3	8	ND	600	ND	616.327 kg/m3	91712.3 Pa
N-PENTANE	0.30	---	---	ND	ND	1500	ND	ND	621.7 kg/m³	6.84E+04 Pa
Total	100%	---	---	---	---	---	---	---	---	---
IV.CONDICIONES DE CONFINAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS DE LIBERACIÓN										
Tipo de recipiente										
Cilindro		Esfera			Tubería			Otro (especifique)		
---		---			Gasoducto			---		
Altura (m)	Diámetro (m)	Diámetro (m)			Longitud (m)	Diámetro (m o plg.)		Dimensiones		
---	---	---			15765	6" Ø		---		
Condiciones de operación								Estado Físico		

Presión (kg/cm², psia, Pa, bar)		Temperatura (°C o °F)		Flujo en caso de tubería (m³/h o L/h) Cond. Estándar o Normal			Líquido	Vapor	Líquido/Vapor	
76 kg/cm²		40 °C		17,698.10 m³/h		En el recipiente		---	✓	---
						En el punto de fuga		---	✓	---
Tipo de Fuga					Tipo de superficie sobre la que se encuentra el recipiente:					
Orificio en cuerpo o tubería	Falla catastrófica (rotura total)	Liberación en Válvula de alivio	Cizalla de tubería	Otro (especifique)	Tierra seca	Tierra húmeda	Concreto	Otro (especifique)		
✓	---	---	---	---	✓	---	---	---		
Características Orificio de fuga				Punto de fuga				Dique		
Diámetro (cm o plg)	Área (cm² o plg²)		Coef. de pérdida del orificio	Elevación del punto de liberación (m)	Altura hidráulica (m)			Área del dique (m²)		
3.048 cm (1.2 pulg)	---		---	0.5	---			---		
Dirección de la fuga							Tipo de liberación			
Vertical	Horizontal	Hacia abajo	Golpea contra	Inclinada	Grados		Continua	Masiva		
---	✓	---	---	---	---		✓	---		
Tiempo estimado de liberación (desde que se presenta la fuga hasta que deja de emitir debido a una acción de control o bien al agotamiento del inventario) (s)				Inventario fugado (kg)		Tasa de liberación (kg/s)				
300 Seg.				2415		8.05				
V.CONDICIONES ATMOSFÉRICAS Y TIPO DE SUELO										
Estabilidad atmosférica				1.5 m/s F						
Temperatura atmosférica (°C)				39 °C						
Presión atmosférica (mmHg)				1 ATM (760mmHg)						
Porcentaje de humedad relativa				72%						
Direcciones dominantes y velocidad del viento				Noroeste						
Tipo de suelo (rugosidad empleada)				Concreto						

Los datos colocados en esta tabla, en el apartado de tipos de liberación, tasa de liberación e inventario fugado se obtienen de los resultados obtenidos en el simulador SCRI (**Anexo 3**).

Los datos de condiciones atmosféricas, son tomados del histórico del clima, los cuales se encuentran el capítulo 5.3.1., en el punto que habla del clima de la región, con un histórico de 11 años. Para la temperatura calculo un promedio de las más altas de cada año, dando como resultado 38.3, pero se simuló con una temperatura de 39 por ser la máxima anterior.

Los datos de la composición de la mezcla se pueden consultar en el balance de materia proporcionado por **SERVICIOS DE TRANSPORTACIÓN DE ACEITE Y GAS S.A. DE C.V. (Anexo 5)**.

ESCENARIO E2/3,3.2,3.2.1

Tabla 64. Escenario: E2/3,3.2,3.2.1

I.DATOS GENERALES												
Elaboró:	Ricardo Negrete Garibay				Fecha	2022		Software de Simulación			SCRI	
Proyecto:	OLEODUCTO DE 6" Ø X 20.974KM Y GASODUCTO DE 6" Ø X 15.765 KM											
II.DATOS DEL ESCENARIO												
Clave	E2/3,3.2,3.2.1				Tipo de Caso			Región de Riesgo del Caso alterno				
Descripción	Fuga y posible explosión en caso de encontrar puntos calientes por pérdida de contención del ducto de gas (Ruptura total en Gasoducto)				Peor Caso	Caso Más Probable	Caso Alterno	Alto	Medio	Bajo		
					✓	---	---	---	---	---		
Modelo(s) empleado(s) en la Simulación												
Dardo de fuego (Jet fire)	BLEVE/ Bola de fuego (Fire ball)				Charco de fuego (Pool fire)	Flamazo de nube de vapor (Flash fire)	Explosión de nube de vapor		Explosión física de recipiente a alta presión	Nube tóxica		
							Confinada (CVCE)	No confinada (UVCE)				
✓	---				---	---	---	✓	---	---		
III.SUSTANCIA(S) INVOLUCRADA(S)												
Nombre de la sustancia				Gas								
Composición				Propiedades								
Nombre del componente	% mol.	% peso	% vol.	LEL %	UEL %	IDLH ppm	TLV (8 h, TWA) ppm	TLV (15min, STEL) ppm	Densidad (kg/L o kg/m³)	Presión de vapor (kg/cm², psi, pascales, bares)		
DIÓXIDO DE C	1.00	---	---	ND	ND	40000	5000	ND	712.9 kg/m3	6.44E+06		
METANO	84.00	---	---	5	15	ND	ND	ND	422.5 kg/m³	6.1834E+07 Pa		
NITROGENO	0.60	---	---	ND	ND	ND	ND	ND	870.2 kg/m3	7.46031E+08 Pa		
ETANO	11.00	---	---	2.9	13	ND	ND	ND	315.336 kg/m³	4.18744E+06 Pa		
PROPANO	0.60	---	---	2	9.5	2100	2500	ND	491.047 kg/m³	953257 Pa		
ISOPENTANO	0.30	---	---	1.3	8	ND	600	ND	616.327 kg/m3	91712.3 Pa		
I-BUTANO	1.00	---	---	1.5	9	ND	800	ND	573.24 kg/m³	243680 Pa		
N-BUTANO	1.00	---	---	1.5	9	ND	800	ND	573.24 kg/m³	243680 Pa		
ISOPENTANO	0.30	---	---	1.3	8	ND	600	ND	616.327 kg/m3	91712.3 Pa		
N-PENTANE	0.30	---	---	ND	ND	1500	ND	ND	621.7 kg/m³	6.84E+04 Pa		
Total	100%	---	---	---	---	---	---	---	---	---		
IV.CONDICIONES DE CONFINAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS DE LIBERACIÓN												
Tipo de recipiente												
Cilindro		Esfera			Tubería			Otro (especifique)				
---		---			Gasoducto			---				
Altura (m)	Diámetro (m)		Diámetro (m)			Longitud (m)	Diámetro (m o plg.)		Dimensiones			
---	---		---			15765	6" Ø		---			
Condiciones de operación								Estado Físico				
Presión (kg/cm², psia, Pa, bar)			Temperatura (°C o °F)				Flujo en caso de tubería (m³/h o L/h) Cond. Estándar o Normal			Líquido	Vapor	Líquido/Vapor

76 kg/cm²		40 °C		17,698.10 m³/h		En el recipiente		---	✓	---
						En el punto de fuga		---	✓	---
Tipo de Fuga					Tipo de superficie sobre la que se encuentra el recipiente:					
Orificio en cuerpo o tubería	Falla catastrófica (rotura total)	Liberación en Válvula de alivio	Cizalla de tubería	Otro (especifique)	Tierra seca	Tierra húmeda	Concreto	Otro (especifique)		
✓	---	---	---	---	✓	---	---	---		
Características Orificio de fuga				Punto de fuga					Dique	
Diámetro (cm o plg)	Área (cm² o plg²)		Coef. de pérdida del orificio	Elevación del punto de liberación (m)	Altura hidráulica (m)			Área del dique (m²)		
15.24 cm (6 pulg)	---		---	1	---			---		
Dirección de la fuga							Tipo de liberación			
Vertical	Horizontal	Hacia abajo	Golpea contra	Inclinada	Grados		Continua	Masiva		
---	✓	---	---	---	---		✓	---		
Tiempo estimado de liberación (desde que se presenta la fuga hasta que deja de emitir debido a una acción de control o bien al agotamiento del inventario) (s)				Inventario fugado (kg)		Tasa de liberación (kg/s)				
1800Seg.				5796		3.22				
V.CONDICIONES ATMOSFÉRICAS Y TIPO DE SUELO										
Estabilidad atmosférica				1.5 m/s F						
Temperatura atmosférica (°C)				39 °C						
Presión atmosférica (mmHg)				1 ATM (760mmHg)						
Porcentaje de humedad relativa				72%						
Direcciones dominantes y velocidad del viento				Noroeste						
Tipo de suelo (rugosidad empleada)				Concreto						

Los datos colocados en esta tabla, en el apartado de tipos de liberación, tasa de liberación e inventario fugado se obtienen de los resultados obtenidos del flujo diario, se considera un tiempo de fuga de 30 minutos, tiempo suficiente para dar respuesta a la emergencia mediante cierre de las válvulas. Los datos de condiciones atmosféricas, son tomados del histórico del clima, los cuales se encuentran el capítulo 5.3.1., en el punto que habla del clima de la región, con un histórico de 11 años. Para la temperatura calculo un promedio de las más altas de cada año, dando como resultado 38.3, pero se simuló con una temperatura de 39 por ser la máxima anterior.

Los datos de la composición de la mezcla se pueden consultar en el balance de materia proporcionado por **SERVICIOS DE TRANSPORTACIÓN DE ACEITE Y GAS S.A. DE C.V. (Anexo 5)**.

ESCENARIO E.3/11,11.1,11.1.1

Tabla 65. Escenario: E.3/11,11.1,11.1.1

I.DATOS GENERALES										
Elaboró:	Ricardo Negrete Garibay				Fecha	2022		Software de Simulación		SCRI
Proyecto:	OLEODUCTO DE 6" Ø X 20.974KM Y GASODUCTO DE 6" Ø X 15.765 KM									
II.DATOS DEL ESCENARIO										
Clave	E.3/11,11.1,11.1.1				Tipo de Caso			Región de Riesgo del Caso alterno		
Descripción	Alta presión en el ducto con posibilidad de pérdida de la contención del aceite que transporta por Válvula de seccionamiento cerrada (Ruptura con orificio del 20% en Oleoducto).				Peor Caso	Caso Más Probable	Caso Alterno	Alto	Medio	Bajo
					✓	---	---	---	---	---
Modelo(s) empleado(s) en la Simulación										
Dardo de fuego (Jet fire)	BLEVE/ Bola de fuego (Fire ball)				Charco de fuego (Pool fire)	Flamazo de nube de vapor (Flash fire)	Explosión de nube de vapor		Explosión física de recipiente a alta presión	
							Confinada (CVCE)	No confinada (UVCE)		
✓	---				---	---	---	---	---	---
III.SUSTANCIA(S) INVOLUCRADA(S)										
Nombre de la sustancia				Aceite						
Composición				Propiedades						
Nombre del componente	% mol.	% peso	% vol.	LEL %	UEL %	IDLH ppm	TLV (8 h, TWA) ppm	TLV (15min, STEL) ppm	Densidad (kg/L o kg/m³)	Presión de vapor (kg/cm², psi, pascales, bares)
BUTANO	---	0.34	---	1.5	9	ND	800	ND	573.24 kg/m3	243680 Pa
2,2-DIMETILPROPANO	---	0.03	---	1.3	7.5	ND	ND	ND	585.356 kg/m3	256133Pa
ISOPENTANO	---	13.51	---	1.3	8	ND	600	ND	616.327 kg/m3	91712.3 Pa
PENTANO	---	23	---	---	---	---	---	---	---	---
2,2-DIMETILBUTANO	---	1.07	---	1.2	7	ND	ND	ND	879.007 kg/m3	42738.3 Pa
CICLOPENTANO	---	2.00	---	1.4	9.4	ND	600	ND	974.868 kg/m3	42332.9 Pa
2,3-DIMETILBUTANO	---	3	---	1.2	7	ND	ND	ND	913.478 kg/m3	31311 Pa
2-METILPENTANO	---	2	---	1.2	7	ND	500	ND	930.714 kg/m3	28148.9 Pa
3-METILPENTANO	---	15	---	1.2	7.7	ND	ND	ND	659.979 kg/m3	25239.4 Pa
N-HEAXNO	---	22	---	ND	ND	1100	ND	50	6565 kg/m3	2.027E+04 Pa
2,4-DIMETILIPENTANO	---	5	---	1	6.5	ND	ND	ND	905.844 kg/m3	13117.1 Pa
2,2,3-TRIMETILBUTANO	---	1	---	1	6.1	ND	ND	ND	849.73 kg/m3	13637.9 Pa
BENCENO	---	.10	---	1.3	7.9	500	0.5	ND	873 kg/m3	1.264E+04 Pa
3,3-DIMETILPENTANO	---	1.18	---	1	7	ND	ND	ND	956.948 kg/m3	11027 Pa
CICLOHEXANO	---	3.00	---	1.3	8	1300	100	ND	773.1 kg/m3	1.304E+04 Pa
3-METILHEXANO	---	2.00	---	1	7	ND	ND	ND	917.869 kg/m3	8186.54 Pa
1,1-DIMETILCICLOPENTANO	---	0.16	---	1.1	6.8	ND	ND	ND	749.953 kg/m3	10146 Pa
3-METILHEXANO	---	2.00	---	1	7	ND	ND	ND	917.869 kg/m3	8186.54 Pa
2-ETIL-1PENTENO	---	0.40	---	1	7.8	ND	ND	ND	948.496 kg/m3	7616.65 Pa
2,2,4-TRIMETILPENTANO	---	0.01	---	0.95	6	ND	ND	ND	924.129 kg/m3	6576.19 Pa
N-HEPTANO	---	1.20	---	1	7	750	400	ND	681.5 kg/m3	6066 Pa
METILCICLOHEXANO	---	1.00	---	1	6.7	1200	400	ND	765.9 kg/m3	6139 Pa
Total	---	100%	---	---	---	---	---	---	---	---
IV.CONDICIONES DE CONFINAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS DE LIBERACIÓN										

Tipo de recipiente							
Cilindro		Esfera		Tubería		Otro (especifique)	
---		---		---		---	
Altura (m)	Diámetro (m)	Diámetro (m)	Longitud (m)	Diámetro (m o plg.)	Dimensiones		
---	---	---	20974	6" Ø	---		
Condiciones de operación					Estado Físico		
Presión (kg/cm², psia, Pa, bar)		Temperatura (°C o °F)		Flujo en caso de tubería (m³/h o L/h) Cond. Estándar o Normal		Líquido	Vapor
80 kg/cm²		40		86 m³/h	En el recipiente	✓	---
					En el punto de fuga	✓	---
Tipo de Fuga				Tipo de superficie sobre la que se encuentra el recipiente:			
Orificio en cuerpo o tubería	Falla catastrófica (rotura total)	Liberación en Válvula de alivio	Cizalla de tubería	Otro (especifique)	Tierra seca	Tierra húmeda	Otro (especifique)
✓	---	---	---	---	✓	---	---
Características Orificio de fuga				Punto de fuga		Dique	
Diámetro (cm o plg)	Área (cm² o plg²)	Coef. de pérdida del orificio	Elevación del punto de liberación (m)	Altura hidráulica (m)		Área del dique (m²)	
3.048 cm (1.2 pulg)	---	---	0.5	---		2,030	
Dirección de la fuga				Tipo de liberación			
Vertical	Horizontal	Hacia abajo	Golpea contra	Inclinada	Grados	Continua	Masiva
---	✓	---	---	---	---	✓	---
Tiempo estimado de liberación (desde que se presenta la fuga hasta que deja de emitir debido a una acción de control o bien al agotamiento del inventario) (s)				Inventario fugado (kg)		Tasa de liberación (kg/s)	
300 Seg.				4230		14.10	
V.CONDICIONES ATMOSFÉRICAS Y TIPO DE SUELO							
Estabilidad atmosférica				1.5 m/s F			
Temperatura atmosférica (°C)				39 °C			
Presión atmosférica (mmHg)				1 ATM (760mmHg)			
Porcentaje de humedad relativa				72%			
Direcciones dominantes y velocidad del viento				Noroeste			
Tipo de suelo (rugosidad empleada)				Concreto			

Los datos colocados en esta tabla, en el apartado de tipos de liberación, tasa de liberación e inventario fugado se obtienen de los resultados obtenidos en el simulador SCRI (**Anexo 3**).

Los datos de condiciones atmosféricas, son tomados del histórico del clima, los cuales se encuentran el capítulo 5.3.1., en el punto que habla del clima de la región, con un histórico de 11 años. Para la temperatura calculo un promedio de las más altas de cada año, dando como resultado 38.3, pero se simuló con una temperatura de 39 por ser la máxima anterior.

Los datos de la composición de la mezcla se pueden consultar en el balance de materia proporcionado por **SERVICIOS DE TRANSPORTACIÓN DE ACEITE Y GAS S.A. DE C.V. (Anexo 5)**.

ESCENARIO E.4/15.15.1,15.1.1

Tabla 66. Escenario: E.4/15.15.1,15.1.1

I.DATOS GENERALES											
Elaboró:	Ricardo Negrete Garibay					Fecha	2022		Software de Simulación		SCRI
Proyecto:	OLEODUCTO DE 6" Ø X 20.974KM Y GASODUCTO DE 6" Ø X 15.765 KM										
II.DATOS DEL ESCENARIO											
Clave	E.4/15.15.1,15.1.1					Tipo de Caso			Región de Riesgo del Caso alterno		
Descripción	Derrame de aceite por la ruptura parcial o total de la línea, con posible incendio si logra entrar en contacto con una fuente de ignición por Pérdida de contención del aceite (Ruptura total).					Peor Caso	Caso Más Probable	Caso Alterno	Alto	Medio	Bajo
						✓	---	---	---	---	---
Modelo(s) empleado(s) en la Simulación											
Dardo de fuego (Jet fire)	BLEVE/ Bola de fuego (Fire ball)					Charco de fuego (Pool fire)	Flamazo de nube de vapor (Flash fire)	Explosión de nube de vapor		Explosión física de recipiente a alta presión	Nube tóxica
								Confinada (CVCE)	No confinada (UVCE)		
✓	---					✓	---	---	---	---	---
III.SUSTANCIA(S) INVOLUCRADA(S)											
Nombre de la sustancia				Aceite							
Composición				Propiedades							
Nombre del componente	% mol.	% peso	% vol.	LEL %	UEL %	IDLH ppm	TLV (8 h, TWA) ppm	TLV (15min, STEL) ppm	Densidad (kg/L o kg/m³)	Presión de vapor (kg/cm², psi, pascales, bares)	
BUTANO	---	0.34	---	1.5	9	ND	800	ND	573.24 kg/m3	243680 Pa	
2,2-DIMETILPROPANO	---	0.03	---	1.3	7.5	ND	ND	ND	585.356 kg/m3	256133Pa	
ISOPENTANO	---	13.51	---	1.3	8	ND	600	ND	616.327 kg/m3	91712.3 Pa	
PENTANO	---	23	---	---	---	---	---	---	---	---	
2,2-DIMETILBUTANO	---	1.07	---	1.2	7	ND	ND	ND	879.007 kg/m3	42738.3 Pa	
CICLOPENTANO	---	2.00	---	1.4	9.4	ND	600	ND	974.868 kg/m3	42332.9 Pa	
2,3-DIMETILBUTANO	---	3	---	1.2	7	ND	ND	ND	913.478 kg/m3	31311 Pa	
2-METILPENTANO	---	2	---	1.2	7	ND	500	ND	930.714 kg/m3	28148.9 Pa	
3-METILPENTANO	---	15	---	1.2	7.7	ND	ND	ND	659.979 kg/m3	25239.4 Pa	
N-HEAXNO	---	22	---	ND	ND	1100	ND	50	6565 kg/m3	2.027E+04 Pa	
2,4-DIMETILIPENTANO	---	5	---	1	6.5	ND	ND	ND	905.844 kg/m3	13117.1 Pa	
2,2,3-TRIMETILBUTANO	---	1	---	1	6.1	ND	ND	ND	849.73 kg/m3	13637.9 Pa	
BENCENO	---	.10	---	1.3	7.9	500	0.5	ND	873 kg/m3	1.264E+04 Pa	
3,3-DIMETILPENTANO	---	1.18	---	1	7	ND	ND	ND	956.948 kg/m3	11027 Pa	
CICLOHEXANO	---	3.00	---	1.3	8	1300	100	ND	773.1 kg/m3	1.304E+04 Pa	
3-METILHEXANO	---	2.00	---	1	7	ND	ND	ND	917.869 kg/m3	8186.54 Pa	
1,1-DIMETILCICLOPENTANO	---	0.16	---	1.1	6.8	ND	ND	ND	749.953 kg/m3	10146 Pa	
3-METILHEXANO	---	2.00	---	1	7	ND	ND	ND	917.869 kg/m3	8186.54 Pa	
2-ETIL-1PENTENO	---	0.40	---	1	7.8	ND	ND	ND	948.496 kg/m3	7616.65 Pa	
2,2,4-TRIMETILPENTANO	---	0.01	---	0.95	6	ND	ND	ND	924.129 kg/m3	6576.19 Pa	
N-HEPTANO	---	1.20	---	1	7	750	400	ND	681.5 kg/m3	6066 Pa	
METILCICLOHEXANO	---	1.00	---	1	6.7	1200	400	ND	765.9 kg/m3	6139 Pa	
Total	---	100%	---	---	---	---	---	---	---	---	

IV.CONDICIONES DE CONFINAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS DE LIBERACIÓN

Tipo de recipiente									
Cilindro		Esfera		Tubería		Otro (especifique)			
---		---		---		---			
Altura (m)	Diámetro (m)	Diámetro (m)		Longitud (m)	Diámetro (m o plg.)	Dimensiones			
---	---	---		20974	6" Ø	---			
Condiciones de operación						Estado Físico			
Presión (kg/cm², psia, Pa, bar)		Temperatura (°C o °F)		Flujo en caso de tubería (m³/h o L/h) Cond. Estándar o Normal			Líquido	Vapor	Líquido/Vapor
80 kg/cm²		40		86 m³/h		En el recipiente	✓	---	---
						En el punto de fuga	✓	---	---
Tipo de Fuga					Tipo de superficie sobre la que se encuentra el recipiente:				
Orificio en cuerpo o tubería	Falla catastrófica (rotura total)	Liberación en Válvula de alivio	Cizalla de tubería	Otro (especifique)	Tierra seca	Tierra húmeda	Concreto	Otro (especifique)	
✓	---	---	---	---	✓	---	---	---	
Características Orificio de fuga				Punto de fuga			Dique		
Diámetro (cm o plg)	Área (cm² o plg²)		Coef. de pérdida del orificio	Elevación del punto de liberación (m)	Altura hidráulica (m)		Área del dique (m²)		
15.24 cm (6 pulg)	---		---	0.5	---		2,030		
Dirección de la fuga							Tipo de liberación		
Vertical	Horizontal	Hacia abajo	Golpea contra	Inclinada	Grados		Continua	Masiva	
---	✓	---	---	---	---		✓	---	
Tiempo estimado de liberación (desde que se presenta la fuga hasta que deja de emitir debido a una acción de control o bien al agotamiento del inventario) (s)				Inventario fugado (kg)			Tasa de liberación (kg/s)		
300 Seg.				6318			21.06		

V.CONDICIONES ATMOSFÉRICAS Y TIPO DE SUELO	
Estabilidad atmosférica	1.5 m/s F
Temperatura atmosférica (°C)	39 °C
Presión atmosférica (mmHg)	1 ATM (760mmHg)
Porcentaje de humedad relativa	72%
Direcciones dominantes y velocidad del viento	Noroeste
Tipo de suelo (rugosidad empleada)	Concreto

Los datos colocados en esta tabla, en el apartado de tipos de liberación, tasa de liberación e inventario fugado se obtienen de los resultados obtenidos en el simulador SCRI (**Anexo 3**).

Los datos de condiciones atmosféricas, son tomados del histórico del clima, los cuales se encuentran el capítulo 5.3.1., en el punto que habla del clima de la región, con un histórico de 11 años. Para la temperatura calculo un promedio de las más altas de cada año, dando como resultado 38.3, pero se simuló con una temperatura de 39 por ser la máxima anterior.

Los datos de la composición de la mezcla se pueden consultar en el balance de materia proporcionado por **SERVICIOS DE TRANSPORTACIÓN DE ACEITE Y GAS S.A. DE C.V. (Anexo 5)**.

ESCENARIO E5/1,1.2,1.2.1

Tabla 67. Escenario: E5/1,1.2,1.2.1

I.DATOS GENERALES										
Elaboró:	Ricardo Negrete Garibay				Fecha	2022		Software de Simulación		SCRI
Proyecto:	OLEODUCTO DE 6" Ø X 20.974KM Y GASODUCTO DE 6" Ø X 15.765 KM									
II.DATOS DEL ESCENARIO										
Clave	E5/1,1,2,1,2.1				Tipo de Caso			Región de Riesgo del Caso alterno		
Descripción	Sobrepresión en el ducto con posibilidad de fuga y posible explosión en caso de encontrar puntos calientes por sabotaje (Ruptura con orificio del 20% al final del Gasoducto)				Peor Caso	Caso Más Probable	Caso Alterno	Alto	Medio	Bajo
					---	---	✓	---	---	---
Modelo(s) empleado(s) en la Simulación										
Dardo de fuego (Jet fire)	BLEVE/ Bola de fuego (Fire ball)				Charco de fuego (Pool fire)	Flamazo de nube de vapor (Flash fire)	Explosión de nube de vapor		Explosión física de recipiente a alta presión	Nube tóxica
							Confinada (CVCE)	No confinada (UVCE)		
✓	---				---	---	---	---	---	---
III.SUSTANCIA(S) INVOLUCRADA(S)										
Nombre de la sustancia				Gas						
Composición				Propiedades						
Nombre del componente	% mol.	% peso	% vol.	LEL %	UEL %	IDLH ppm	TLV (8 h, TWA) ppm	TLV (15min, STEL) ppm	Densidad (kg/L o kg/m³)	Presión de vapor (kg/cm², psi, pascales, bares)
DIÓXIDO DE C	1.00	---	---	ND	ND	40000	5000	ND	712.9 kg/m3	6.44E+06
METANO	84.00	---	---	5	15	ND	ND	ND	422.5 kg/m³	6.1834E+07 Pa
NITROGENO	0.60	---	---	ND	ND	ND	ND	ND	870.2 kg/m3	7.46031E*08 Pa
ETANO	11.00	---	---	2.9	13	ND	ND	ND	315.336 kg/m³	4.18744E+06 Pa
PROPANO	0.60	---	---	2	9.5	2100	2500	ND	491.047 kg/m³	953257 Pa
ISOPENTANO	0.30	---	---	1.3	8	ND	600	ND	616.327 kg/m3	91712.3 Pa
I-BUTANO	1.00	---	---	1.5	9	ND	800	ND	573.24 kg/m³	243680 Pa
N-BUTANO	1.00	---	---	1.5	9	ND	800	ND	573.24 kg/m³	243680 Pa
ISOPENTANO	0.30	---	---	1.3	8	ND	600	ND	616.327 kg/m3	91712.3 Pa
N-PENTANE	0.30	---	---	ND	ND	1500	ND	ND	621.7 kg/m³	6.84E+04 Pa
Total	100%	---	---	---	---	---	---	---	---	---
IV.CONDICIONES DE CONFINAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS DE LIBERACIÓN										
Tipo de recipiente										
Cilindro		Esfera		Tubería			Otro (especifique)			
---		---		Gasoducto			---			
Altura (m)	Diámetro (m)		Diámetro (m)		Longitud (m)		Diámetro (m o plg.)		Dimensiones	
---	---		---		15765		6" Ø		---	
Condiciones de operación							Estado Físico			
Presión (kg/cm², psia, Pa, bar)			Temperatura (°C o °F)			Flujo en caso de tubería (m³/h o L/h) Cond. Estándar o Normal				
72 kg/cm²			40 °C			17,698.10 m³/h			En el recipiente	
									Líquido	Vapor
									---	✓

					En el punto de fuga		---	✓	---
Tipo de Fuga					Tipo de superficie sobre la que se encuentra el recipiente:				
Orificio en cuerpo o tubería	Falla catastrófica (rotura total)	Liberación en Válvula de alivio	Cizalla de tubería	Otro (especifique)	Tierra seca	Tierra húmeda	Concreto	Otro (especifique)	
✓	---	---	---	---	✓	---	---	---	
Características Orificio de fuga				Punto de fuga				Dique	
Diámetro (cm o plg)	Área (cm² o plg²)		Coef. de pérdida del orificio	Elevación del punto de liberación (m)	Altura hidráulica (m)		Área del dique (m²)		
3.048 cm (1.2 pulg)	---		---	0.5	---		---		
Dirección de la fuga							Tipo de liberación		
Vertical	Horizontal	Hacia abajo	Golpea contra	Inclinada	Grados		Continúa	Masiva	
---	✓	---	---	---	---		✓	---	
Tiempo estimado de liberación (desde que se presenta la fuga hasta que deja de emitir debido a una acción de control o bien al agotamiento del inventario) (s)				Inventario fugado (kg)		Tasa de liberación (kg/s)			
300 Seg.				840		2.80			
V.CONDICIONES ATMOSFÉRICAS Y TIPO DE SUELO									
Estabilidad atmosférica				1.5 m/s F					
Temperatura atmosférica (°C)				39 °C					
Presión atmosférica (mmHg)				1 ATM (760mmHg)					
Porcentaje de humedad relativa				72%					
Direcciones dominantes y velocidad del viento				Noroeste					
Tipo de suelo (rugosidad empleada)				Concreto					

Los datos colocados en esta tabla, en el apartado de tipos de liberación, tasa de liberación e inventario fugado se obtienen de los resultados obtenidos en el simulador SCRI (**Anexo 3**).

Los datos de condiciones atmosféricas, son tomados del histórico del clima, los cuales se encuentran el capítulo 5.3.1., en el punto que habla del clima de la región, con un histórico de 11 años. Para la temperatura calculó un promedio de las más altas de cada año, dando como resultado 38.3, pero se simuló con una temperatura de 39 por ser la máxima anterior.

Los datos de la composición de la mezcla se pueden consultar en el balance de materia proporcionado por **SERVICIOS DE TRANSPORTACIÓN DE ACEITE Y GAS S.A. DE C.V. (Anexo 5)**.

ESCENARIO E.6/17,17.2,17.2.1

Tabla 68. Escenario: E.6/17,17.2,17.2.1

I.DATOS GENERALES											
Elaboró:	Ricardo Negrete Garibay					Fecha	2022		Software de Simulación		SCRI
Proyecto:	OLEODUCTO DE 6" Ø X 20.974KM Y GASODUCTO DE 6" Ø X 15.765 KM										
II.DATOS DEL ESCENARIO											
Clave	E.6/17,17.2,17.2.1					Tipo de Caso			Región de Riesgo del Caso alterno		
Descripción	Derrame de aceite por la ruptura parcial o total de la línea, con posible incendio si logra entrar en contacto con una fuente de ignición por sabotaje (Ruptura con orificio del 20% al final del Oleoducto)					Peor Caso	Caso Más Probable	Caso Alterno	Alto	Medio	Bajo
						---	✓	---	---	---	---
Modelo(s) empleado(s) en la Simulación											
Dardo de fuego (Jet fire)	BLEVE/ Bola de fuego (Fire ball)					Charco de fuego (Pool fire)	Flamazo de nube de vapor (Flash fire)	Explosión de nube de vapor		Explosión física de recipiente a alta presión	
								Confinada (CVCE)	No confinada (UVCE)		Nube tóxica
✓	---					---	---	---	---	---	---
III.SUSTANCIA(S) INVOLUCRADA(S)											
Nombre de la sustancia				Aceite							
Composición				Propiedades							
Nombre del componente	% mol.	% peso	% vol.	LEL %	UEL %	IDLH ppm	TLV (8 h, TWA) ppm	TLV (15min, STEL) ppm	Densidad (kg/L o kg/m³)	Presión de vapor (kg/cm², psi, pascales, bares)	
BUTANO	---	0.34	---	1.5	9	ND	800	ND	573.24 kg/m3	243680 Pa	
2,2-DIMETILPROPANO	---	0.03	---	1.3	7.5	ND	ND	ND	585.356 kg/m3	256133Pa	
ISOPENTANO	---	13.51	---	1.3	8	ND	600	ND	616.327 kg/m3	91712.3 Pa	
PENTANO	---	23	---	---	---	---	---	---	---	---	
2,2-DIMETILBUTANO	---	1.07	---	1.2	7	ND	ND	ND	879.007 kg/m3	42738.3 Pa	
CICLOPENTANO	---	2.00	---	1.4	9.4	ND	600	ND	974.868 kg/m3	42332.9 Pa	
2,3-DIMETILBUTANO	---	3	---	1.2	7	ND	ND	ND	913.478 kg/m3	31311 Pa	
2-METILPENTANO	---	2	---	1.2	7	ND	500	ND	930.714 kg/m3	28148.9 Pa	
3-METILPENTANO	---	15	---	1.2	7.7	ND	ND	ND	659.979 kg/m3	25239.4 Pa	
N-HEAXNO	---	22	---	ND	ND	1100	ND	50	6565 kg/m3	2.027E+04 Pa	
2,4-DIMETILIPENTANO	---	5	---	1	6.5	ND	ND	ND	905.844 kg/m3	13117.1 Pa	
2,2,3-TRIMETILBUTANO	---	1	---	1	6.1	ND	ND	ND	849.73 kg/m3	13637.9 Pa	
BENCENO	---	.10	---	1.3	7.9	500	0.5	ND	873 kg/m3	1.264E+04 Pa	
3,3-DIMETILPENTANO	---	1.18	---	1	7	ND	ND	ND	956.948 kg/m3	11027 Pa	
CICLOHEXANO	---	3.00	---	1.3	8	1300	100	ND	773.1 kg/m3	1.304E+04 Pa	
3-METILHEXANO	---	2.00	---	1	7	ND	ND	ND	917.869 kg/m3	8186.54 Pa	
1,1-DIMETILCICLOPENTANO	---	0.16	---	1.1	6.8	ND	ND	ND	749.953 kg/m3	10146 Pa	
3-METILHEXANO	---	2.00	---	1	7	ND	ND	ND	917.869 kg/m3	8186.54 Pa	
2-ETIL-1PENTENO	---	0.40	---	1	7.8	ND	ND	ND	948.496 kg/m3	7616.65 Pa	
2,2,4-TRIMETILPENTANO	---	0.01	---	0.95	6	ND	ND	ND	924.129 kg/m3	6576.19 Pa	
N-HEPTANO	---	1.20	---	1	7	750	400	ND	681.5 kg/m3	6066 Pa	
METILCICLOHEXANO	---	1.00	---	1	6.7	1200	400	ND	765.9 kg/m3	6139 Pa	
Total	---	100%	---	---	---	---	---	---	---	---	
IV.CONDICIONES DE CONFINAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS DE LIBERACIÓN											

Cilindro		Esfera		Tubería		Otro (especifique)					
---		---		---		---					
Altura (m)	Diámetro (m)	Diámetro (m)		Longitud (m)	Diámetro (m o plg.)	Dimensiones					
---	---	---		20974	6" Ø	---					
Condiciones de operación						Estado Físico					
Presión (kg/cm², psia, Pa, bar)		Temperatura (°C o °F)			Flujo en caso de tubería (m³/h o L/h) Cond. Estándar o Normal			Líquido	Vapor	Líquido/Vapor	
16 kg/cm²		40			86.125 m³/h		En el recipiente	✓	---	---	
							En el punto de fuga	✓	---	---	
Tipo de Fuga						Tipo de superficie sobre la que se encuentra el recipiente:					
Orificio en cuerpo o tubería	Falla catastrófica (rotura total)		Liberación en Válvula de alivio		Cizalla de tubería	Otro (especifique)	Tierra seca	Tierra húmeda	Concreto	Otro (especifique)	
✓	---		---		---	---	✓	---	---	---	
Características Orificio de fuga						Punto de fuga				Dique	
Diámetro (cm o plg)		Área (cm² o plg²)			Coef. de pérdida del orificio	Elevación del punto de liberación (m)		Altura hidráulica (m)		Área del dique (m²)	
3.048 cm (1.2 pulg)		---			---	0.5		---		2,030	
Dirección de la fuga								Tipo de liberación			
Vertical	Horizontal	Hacia abajo			Golpea contra	Inclinada	Grados		Continua	Masiva	
---	✓	---			---	---	---		✓	---	
Tiempo estimado de liberación (desde que se presenta la fuga hasta que deja de emitir debido a una acción de control o bien al agotamiento del inventario) (s)						Inventario fugado (kg)		Tasa de liberación (kg/s)			
300 Seg.						846		2.82			
V.CONDICIONES ATMOSFÉRICAS Y TIPO DE SUELO											
Estabilidad atmosférica					1.5 m/s F						
Temperatura atmosférica (°C)					39 °C						
Presión atmosférica (mmHg)					1 ATM (760mmHg)						
Porcentaje de humedad relativa					72%						
Direcciones dominantes y velocidad del viento					Noroeste						
Tipo de suelo (rugosidad empleada)					Concreto						

Los datos colocados en esta tabla, en el apartado de tipos de liberación, tasa de liberación e inventario fugado se obtienen de los resultados obtenidos en el simulador SCRI (**Anexo 3**).

Los datos de condiciones atmosféricas, son tomados del histórico del clima, los cuales se encuentran en el capítulo 5.3.1., en el punto que habla del clima de la región, con un histórico de 11 años. Para la temperatura calculo un promedio de las más altas de cada año, dando como resultado 38.3, pero se simuló con una temperatura de 39 por ser la máxima anterior.

Los datos de la composición de la mezcla se pueden consultar en el balance de materia proporcionado por **SERVICIOS DE TRANSPORTACIÓN DE ACEITE Y GAS S.A. DE C.V. (Anexo 5)**.

ESCENARIO E7/8,8.4,8.3.1

Tabla 69. Escenario: E7/8,8.4,8.3.1

I.DATOS GENERALES												
Elaboró:	Ricardo Negrete Garibay					Fecha	2022		Software de Simulación		SCRI	
Proyecto:	OLEODUCTO DE 6" Ø X 20.974KM Y GASODUCTO DE 6" Ø X 15.765 KM											
II.DATOS DEL ESCENARIO												
Clave	E7/8,8.4,8.3.1					Tipo de Caso			Región de Riesgo del Caso alterno			
Descripción	Fuga y posible explosión en caso de encontrar puntos calientes por Eventos no controlados como un golpe a la línea por maquinaria pesada o vehículos externos (Ruptura total al final del gasoducto)					Peor Caso	Caso Más Probable	Caso Alterno	Alto	Medio	Bajo	
						---	---	✓	---	---	---	
Modelo(s) empleado(s) en la Simulación												
Dardo de fuego (Jet fire)	BLEVE/ Bola de fuego (Fire ball)					Charco de fuego (Pool fire)	Flamazo de nube de vapor (Flash fire)	Explosión de nube de vapor		Explosión física de recipiente a alta presión	Nube tóxica	
								Confinada (CVCE)	No confinada (UVCE)			
✓	---					---	---	---	✓	---	---	
III.SUSTANCIA(S) INVOLUCRADA(S)												
Nombre de la sustancia				Gas								
Composición				Propiedades								
Nombre del componente	% mol.	% peso	% vol.	LEL %	UEL %	IDLH ppm	TLV (8 h, TWA) ppm	TLV (15min, STEL) ppm	Densidad (kg/L o kg/m³)	Presión de vapor (kg/cm², psi, pascales, bares)		
DIÓXIDO DE C	1.00	---	---	ND	ND	40000	5000	ND	712.9 kg/m3	6.44E+06		
METANO	84.00	---	---	5	15	ND	ND	ND	422.5 kg/m³	6.1834E+07 Pa		
NITROGENO	0.60	---	---	ND	ND	ND	ND	ND	870.2 kg/m3	7.46031E*08 Pa		
ETANO	11.00	---	---	2.9	13	ND	ND	ND	315.336 kg/m³	4.18744E+06 Pa		
PROPANO	0.60	---	---	2	9.5	2100	2500	ND	491.047 kg/m³	953257 Pa		
ISOPENTANO	0.30	---	---	1.3	8	ND	600	ND	616.327 kg/m3	91712.3 Pa		
I-BUTANO	1.00	---	---	1.5	9	ND	800	ND	573.24 kg/m³	243680 Pa		
N-BUTANO	1.00	---	---	1.5	9	ND	800	ND	573.24 kg/m³	243680 Pa		
ISOPENTANO	0.30	---	---	1.3	8	ND	600	ND	616.327 kg/m3	91712.3 Pa		
N-PENTANE	0.30	---	---	ND	ND	1500	ND	ND	621.7 kg/m³	6.84E+04 Pa		
Total	100%	---	---	---	---	---	---	---	---	---		
IV.CONDICIONES DE CONFINAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS DE LIBERACIÓN												
Tipo de recipiente												
Cilindro		Esfera			Tubería			Otro (especifique)				
---		---			Gasoducto			---				
Altura (m)	Diámetro (m)	Diámetro (m)			Longitud (m)	Diámetro (m o plg.)		Dimensiones				
---	---	---			15765	6" Ø		---				
Condiciones de operación								Estado Físico				
Presión (kg/cm², psia, Pa, bar)		Temperatura (°C o °F)				Flujo en caso de tubería (m³/h o L/h) Cond. Estándar o Normal				Líquido	Vapor	Líquido/Vapor

72 kg/cm²		40 °C			17,698 m³/h		En el recipiente		---	✓	---
							En el punto de fuga		---	✓	---
Tipo de Fuga					Tipo de superficie sobre la que se encuentra el recipiente:						
Orificio en cuerpo o tubería	Falla catastrófica (rotura total)		Liberación en Válvula de alivio	Cizalla de tubería	Otro (especifique)	Tierra seca	Tierra húmeda	Concreto	Otro (especifique)		
✓	---		---	---	---	✓	---	---	---		
Características Orificio de fuga					Punto de fuga					Dique	
Diámetro (cm o plg)	Área (cm² o plg²)			Coef. de pérdida del orificio	Elevación del punto de liberación (m)	Altura hidráulica (m)			Área del dique (m²)		
15.24 cm (6 pulg)	---			---	1	---			---		
Dirección de la fuga								Tipo de liberación			
Vertical	Horizontal	Hacia abajo		Golpea contra	Inclinada	Grados			Continua	Masiva	
---	✓	---		---	---	---			✓	---	
Tiempo estimado de liberación (desde que se presenta la fuga hasta que deja de emitir debido a una acción de control o bien al agotamiento del inventario) (s)					Inventario fugado (kg)			Tasa de liberación (kg/s)			
1800Seg.					5796			3.22			
V.CONDICIONES ATMOSFÉRICAS Y TIPO DE SUELO											
Estabilidad atmosférica					1.5 m/s F						
Temperatura atmosférica (°C)					39 °C						
Presión atmosférica (mmHg)					1 ATM (760mmHg)						
Porcentaje de humedad relativa					72%						
Direcciones dominantes y velocidad del viento					Noroeste						
Tipo de suelo (rugosidad empleada)					Concreto						

Los datos colocados en esta tabla, en el apartado de tipos de liberación, tasa de liberación e inventario fugado se obtienen de los resultados obtenidos del flujo diario, se considera un tiempo de fuga de 30 minutos, tiempo suficiente para dar respuesta a la emergencia mediante cierre de las válvulas. Los datos de condiciones atmosféricas, son tomados del histórico del clima, los cuales se encuentran el capítulo 5.3.1., en el punto que habla del clima de la región, con un histórico de 11 años. Para la temperatura calculo un promedio de las más altas de cada año, dando como resultado 38.3, pero se simuló con una temperatura de 39 por ser la máxima anterior.

Los datos de la composición de la mezcla se pueden consultar en el balance de materia proporcionado por **SERVICIOS DE TRANSPORTACIÓN DE ACEITE Y GAS S.A. DE C.V. (Anexo 5)**.

ESCENARIO E.8/17,17.1,17.1.1

Tabla 70. Escenario: E.8/17,17.1,17.1.1

I.DATOS GENERALES										
Elaboró:	Ricardo Negrete Garibay				Fecha	2022		Software de Simulación		SCRI
Proyecto:	OLEODUCTO DE 6" Ø X 20.974KM Y GASODUCTO DE 6" Ø X 15.765 KM									
II.DATOS DEL ESCENARIO										
Clave	E.8/17,17.1,17.1.1				Tipo de Caso			Región de Riesgo del Caso alterno		
Descripción	Derrame de aceite por la ruptura parcial o total de la línea, con posible incendio si logra entrar en contacto con una fuente de ignición por Golpe por maniobras realizadas sobre la línea en la salida o llegada del ducto. (Ruptura total al final del Oleoducto).				Peor Caso	Caso Más Probable	Caso Alterno	Alto	Medio	Bajo
					---	---	✓	---	---	---
Modelo(s) empleado(s) en la Simulación										
Dardo de fuego (Jet fire)	BLEVE/ Bola de fuego (Fire ball)				Charco de fuego (Pool fire)	Flamazo de nube de vapor (Flash fire)	Explosión de nube de vapor		Explosión física de recipiente a alta presión	Nube tóxica
							Confinada (CVCE)	No confinada (UVCE)		
✓	---				✓	---	---	---	---	---
III.SUSTANCIA(S) INVOLUCRADA(S)										
Nombre de la sustancia				Aceite						
Composición					Propiedades					
Nombre del componente	% mol.	% peso	% vol.	LEL %	UEL %	IDLH ppm	TLV (8 h, TWA) ppm	TLV (15min, STEL) ppm	Densidad (kg/L o kg/m³)	Presión de vapor (kg/cm², psi, pascales, bares)
BUTANO	---	0.34	---	1.5	9	ND	800	ND	573.24 kg/m3	243680 Pa
2,2-DIMETILPROPANO	---	0.03	---	1.3	7.5	ND	ND	ND	585.356 kg/m3	256133Pa
ISOPENTANO	---	13.51	---	1.3	8	ND	600	ND	616.327 kg/m3	91712.3 Pa
PENTANO	---	23	---	---	---	---	---	---	---	---
2,2-DIMETILBUTANO	---	1.07	---	1.2	7	ND	ND	ND	879.007 kg/m3	42738.3 Pa
CICLOPENTANO	---	2.00	---	1.4	9.4	ND	600	ND	974.868 kg/m3	42332.9 Pa
2,3-DIMETILBUTANO	---	3	---	1.2	7	ND	ND	ND	913.478 kg/m3	31311 Pa
2-METILPENTANO	---	2	---	1.2	7	ND	500	ND	930.714 kg/m3	28148.9 Pa
3-METILPENTANO	---	15	---	1.2	7.7	ND	ND	ND	659.979 kg/m3	25239.4 Pa
N-HEAXNO	---	22	---	ND	ND	1100	ND	50	6565 kg/m3	2.027E+04 Pa
2,4-DIMETILIPENTANO	---	5	---	1	6.5	ND	ND	ND	905.844 kg/m3	13117.1 Pa
2,2,3-TRIMETILBUTANO	---	1	---	1	6.1	ND	ND	ND	849.73 kg/m3	13637.9 Pa
BENCENO	---	.10	---	1.3	7.9	500	0.5	ND	873 kg/m3	1.264E+04 Pa
3,3-DIMETILPENTANO	---	1.18	---	1	7	ND	ND	ND	956.948 kg/m3	11027 Pa
CICLOHEXANO	---	3.00	---	1.3	8	1300	100	ND	773.1 kg/m3	1.304E+04 Pa
3-METILHEXANO	---	2.00	---	1	7	ND	ND	ND	917.869 kg/m3	8186.54 Pa
1,1-DIMETILCICLOPENTANO	---	0.16	---	1.1	6.8	ND	ND	ND	749.953 kg/m3	10146 Pa
3-METILHEXANO	---	2.00	---	1	7	ND	ND	ND	917.869 kg/m3	8186.54 Pa
2-ETIL-1PENTENO	---	0.40	---	1	7.8	ND	ND	ND	948.496 kg/m3	7616.65 Pa
2,2,4-TRIMETILPENTANO	---	0.01	---	0.95	6	ND	ND	ND	924.129 kg/m3	6576.19 Pa
N-HEPTANO	---	1.20	---	1	7	750	400	ND	681.5 kg/m3	6066 Pa
METILCICLOHEXANO	---	1.00	---	1	6.7	1200	400	ND	765.9 kg/m3	6139 Pa
Total	---	100%	---	---	---	---	---	---	---	---

IV.CONDICIONES DE CONFINAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS DE LIBERACIÓN

Tipo de recipiente										
Cilindro		Esfera		Tubería		Otro (especifique)				
---		---		---		---				
Altura (m)	Diámetro (m)	Diámetro (m)		Longitud (m)	Diámetro (m o plg.)	Dimensiones				
---	---	---		20974	6" Ø	---				
Condiciones de operación						Estado Físico				
Presión (kg/cm², psia, Pa, bar)		Temperatura (°C o °F)			Flujo en caso de tubería (m³/h o L/h) Cond. Estándar o Normal				Líquido	Vapor
16 kg/cm²		40			86.125 m³/h		En el recipiente		✓	---
							En el punto de fuga		✓	---
Tipo de Fuga					Tipo de superficie sobre la que se encuentra el recipiente:					
Orificio en cuerpo o tubería	Falla catastrófica (rotura total)	Liberación en Válvula de alivio	Cizalla de tubería	Otro (especifique)	Tierra seca	Tierra húmeda	Concreto	Otro (especifique)		
✓	---	---	---	---	✓	---	---	---		
Características Orificio de fuga				Punto de fuga			Dique			
Diámetro (cm o plg)	Área (cm² o plg²)			Coef. de pérdida del orificio	Elevación del punto de liberación (m)	Altura hidráulica (m)		Área del dique (m²)		
15.24 cm (6 pulg)	---			---	0.5	---		---		
Dirección de la fuga							Tipo de liberación			
Vertical	Horizontal	Hacia abajo	Golpea contra	Inclinada	Grados		Continua	Masiva		
---	✓	---	---	---	---		✓	---		
Tiempo estimado de liberación (desde que se presenta la fuga hasta que deja de emitir debido a una acción de control o bien al agotamiento del inventario) (s)					Inventario fugado (kg)		Tasa de liberación (kg/s)			
300 Seg.					6318		21.06			

V.CONDICIONES ATMOSFÉRICAS Y TIPO DE SUELO	
Estabilidad atmosférica	1.5 m/s F
Temperatura atmosférica (°C)	39 °C
Presión atmosférica (mmHg)	1 ATM (760mmHg)
Porcentaje de humedad relativa	72%
Direcciones dominantes y velocidad del viento	Noroeste
Tipo de suelo (rugosidad empleada)	Concreto

Los datos colocados en esta tabla, en el apartado de tipos de liberación, tasa de liberación e inventario fugado se obtienen de los resultados obtenidos en el simulador SCRI (**Anexo 3**).

Los datos de condiciones atmosféricas son tomados del histórico del clima, los cuales se encuentran en el capítulo 5.3.1., en el punto que habla del clima de la región, con un histórico de 11 años. Para la temperatura calculó un promedio de las más altas de cada año, dando como resultado 38.3, pero se simuló con una temperatura de 39 por ser la máxima anterior.

Los datos de la composición de la mezcla se pueden consultar en el balance de materia proporcionado por **SERVICIOS DE TRANSPORTACIÓN DE ACEITE Y GAS S.A. DE C.V. (Anexo 5)**.

Es importante hacer mención que la información presentada en las tablas anteriores es de acuerdo a información proporcionada por **SERVICIOS DE TRANSPORTACIÓN DE ACEITE Y GAS S.A. DE C.V.** en el balance de materia proporcionado (ver **Anexo 5**), del cual, en la elaboración de las simulaciones en el software SCRI.

Las consecuencias analizadas se determinan a partir de los escenarios descritos anteriormente, donde se obtuvieron los siguientes resultados.

Tabla 71. Inflamabilidad (radiación térmica por Jet Fire)

Escenario	Área	ZONA DE ALTO RIESGO POR DAÑO A EQUIPOS	ZONA ALTO RIESGO	ZONA AMORTIGUAMIENTO	NUMERO DE PLANO
		Rango de 12.5 kW/m ² a 37.5 kW/m ²	5.0 kW/m ²	1.4 kW/m ²	
E1/2,2.1,2.1.1	Salida gasoducto	18.33	28.78	53.26	E.1-01
E2/3,3.2,3.2.1	Salida gasoducto	75.46	118.37	218.93	E.2-01
E.3/11,11.1,11 .1.1	Salida oleoducto	26.94	41.85	77.03	E.3-01
E.4/15.15.1,15 .1.1	Salida oleoducto	110.83	172.06	316.61	E.4-01
E5/1,1.2,1.2.1	Llegada de gasoducto	17.84	28.03	51.89	E.5-01
E.6/17,17.2,17 .2.1	Llegada de oleoducto	12.33	19.28	35.61	E.6-01
E7/8,8.4,8.3.1	Llegada de gasoducto	73.46	115.30	213.31	E.7-01
E.8/17,17.1,17 .1.1	Llegada de oleoducto	50.85	79.36	146.42	E.8-01

Para mayor referencia ver **Anexo 4** (Planos diagramas de pétalos).

Tabla 72. Explosividad (Sobrepresión)

Escenario	Área	ZONA DE ALTO RIESGO POR DAÑO A EQUIPOS	ZONA ALTO RIESGO	ZONA AMORTIGUAMIENTO	NUMERO DE PLANO
		Rango de 3 lb/in ² a 10lb/ n ²	Rango de 1 lb/in ²	Rango de 0.5 lb/in ²	
E2/3,3.2,3.2.1	Salida gasoducto	95.63	218.30	317.07	E.2-02
E7/8,8.4,8.3.1	Llegada de gasoducto	91.28	208.36	354.18	E.7-02

Para mayor referencia ver **Anexo 4** (Planos diagramas de pétalos).

5.5 REPRESENTACIÓN EN PLANOS DE LOS RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN

En la siguiente ilustración se puede observar el área que ocupa el OLEODUCTO DE 6" Ø X 20.974 KM (Color morado) Y GASODUCTO DE 6" Ø X 15.765 KM (Color amarillo).

Ambos van en la misma línea, sólo que el gasoducto sólo llegara hasta la conexión de Sistrangas gas, mientras el oleoducto llegara hasta Estación de medición Palomas.

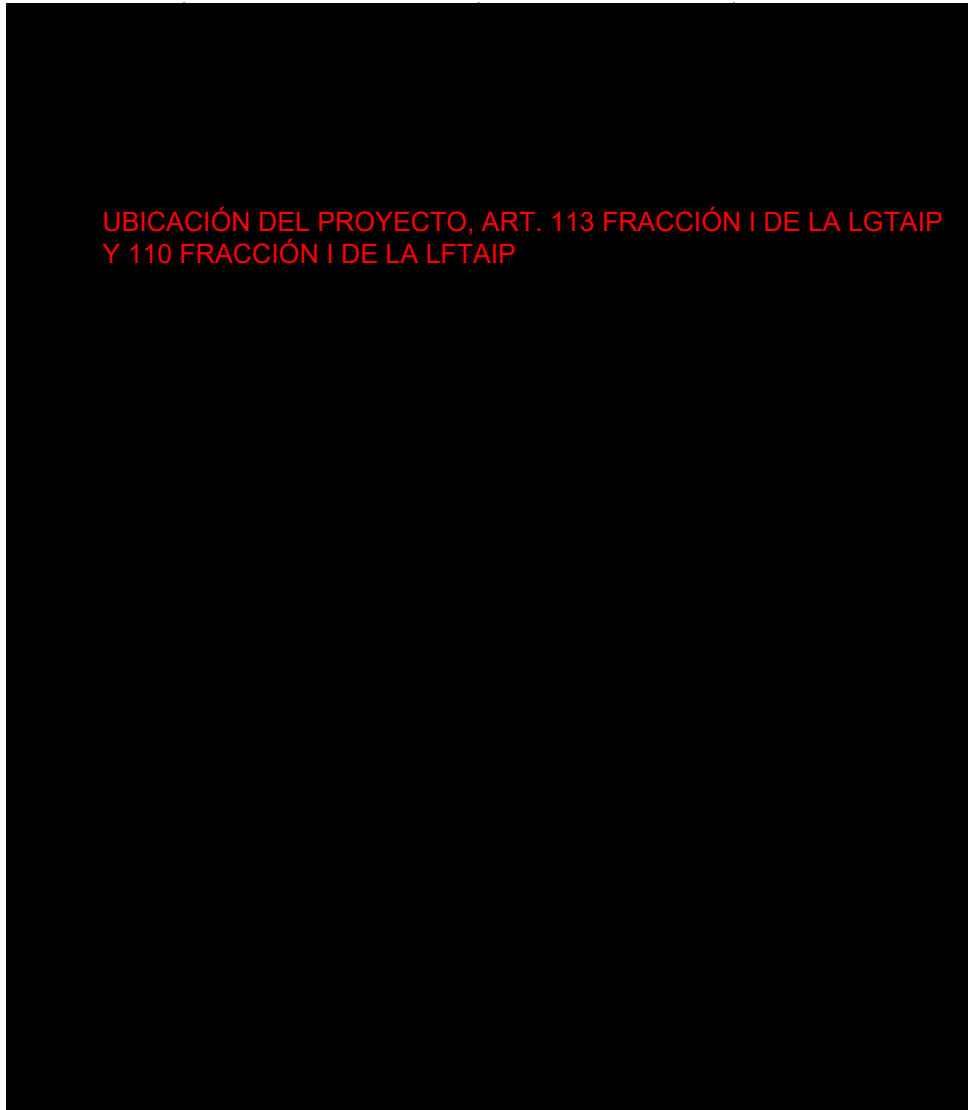


Figura 25. Área de localización

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

En el **Escenario 1** en la ilustración 29 se pueden observar los radios de afectación por radiación térmica por Jet Fire en el **GASODUCTO DE 6" Ø X 15.765 KM** por una ruptura del 20% del gasoducto. La zona crítica de daño a equipos se observa de color rojo con un radio de afectación de 18.33 m y radiación de 12.5kW/m², la zona de alto riesgo se observa de color naranja con un radio de afectación de 28.78 m y radiación de 5kW/m² y la zona de amortiguamiento se observa de color amarillo con un radio de afectación de 53.26 m y radiación de 1.4 kW/m².

Los radios de afectación de zona crítica de daño a equipos afectarían la barda perimetral de la batería de separación y al personal que se encuentre dentro de ese radio por algún mantenimiento, ya que no hay personal fijo en esa área. En el radio de alto riesgo afectaría la barda perimetral por estar en la zona del evento, este radio no afecta los equipos de la batería, ya que los radios sólo alcanzan a hacer contacto con la barda perimetral que la resguarda. No hay daño a la población, ya que no hay casas dentro de los radios de afectación, sólo daño al medio ambiente (flora y fauna presente dentro del radio).

En la zona de amortiguamiento considerada como área segura ya que la radiación de 1.4 kW/m² no afecta y se puede estar expuesto a periodos prolongados, no causará daños al personal o equipo que se encuentren dentro de los radios. Este radio no causa daños a personal de la CIA, pobladores o medio ambiente.

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

Figura 27. Radios potenciales de afectación por JET FIRE por ruptura total del Gasoducto

En el **Escenario 2** en la ilustración 30 se pueden observar los radios de afectación por radiación térmica por Jet Fire en el **GASODUCTO DE 6" Ø X 15.765 KM**, donde se simula una ruptura total del gasoducto. La zona crítica de daño a equipos se observa de color rojo con un radio de afectación de 75.46 m y radiación de 12.5 kW/m², la zona de alto riesgo se observa de color naranja con un radio de afectación de 118.37 m y radiación de 5 kW/m² y la zona de amortiguamiento se observa de color amarillo con un radio de afectación de 218.93 m y radiación de 1.4 kW/m².

Los radios de afectación de zona crítica de daño a equipos afectaría las instalaciones de la batería de separación Cuichapa II, la Estación de compresión Cuichapa y el oleoducto de 6" Ø. El radio de alto riesgo, afectarían el oleoducto de 6" Ø, por estar en la zona del evento, además de afectar las instalaciones de la batería, la estación de compresión y a quienes se encuentren ubicados en el camino de acceso a las instalaciones mencionadas al momento de ocurrir dicho evento. No hay daño a la población, ya que no hay casas dentro de los radios de afectación, sólo daño al medio ambiente (flora y fauna presente dentro del radio).

En la zona de amortiguamiento considerada como área segura ya que la radiación de 1.4 kW/m² no afecta y se puede estar expuesto a periodos prolongados, no causará daños al personal o equipo que se encuentren dentro de los radios. Este radio no causa daños a personal de la CIA, pobladores o medio ambiente.

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

Figura 28. Radios potenciales de afectación por sobrepresión por de nube explosiva

En el **Escenario 2** en la ilustración 31 se pueden observar los radios de afectación por sobrepresión en el GASODUCTO DE 6" Ø X 15.765 KM, la zona crítica de daño a equipos se observa de color rojo con un radio de afectación de 95.63 m con una sobrepresión de 3 lb/in², la zona de alto riesgo se observa de color naranja con un radio de afectación de 218.30 m y sobrepresión de 1 lb/in² y la zona de amortiguamiento se observa de color amarillo con un radio de afectación de 371.07 m y radiación de 0.5 lb/in².

Los radios de afectación de zona crítica de daño a equipos afectarían las instalaciones de la batería de separación Cuichapa II, la Estación de compresión Cuichapa y el oleoducto de 6" Ø. El radio de alto riesgo afectaría el oleoducto de 6" Ø, por estar en la zona del evento, además de afectar las instalaciones de la batería, la estación de compresión y a quienes se encuentren ubicados en el camino de acceso a las instalaciones mencionadas al momento de ocurrir dicho evento. No hay daño a la población, ya que no hay casas dentro de los radios de afectación, sólo daño al medio ambiente (flora y fauna presente dentro del radio).

En la zona de amortiguamiento considerada como área segura ya que la radiación de 1.4 kW/m² no afecta y se puede estar expuesto a periodos prolongados, no causará daños al personal o equipo que se encuentren dentro de los radios. Este radio no causa daños a personal de la CIA, pobladores o medio ambiente.

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

Figura 29. Radios potenciales de afectación por JET FIRE por ruptura del 20% del Oleoducto

En el **Escenario 3** en la ilustración 32 se pueden observar los radios de afectación por radiación térmica por Jet Fire en el **OLEODUCTO DE 6" Ø X 20.974 KM** por una ruptura del 20% del oleoducto. La zona crítica de daño a equipos se observa de color rojo con un radio de afectación de 26.94 m y radiación de 12.5kW/m², la zona de alto riesgo se observa de color naranja con un radio de afectación de 41.85 m y radiación de 5kW/m² y la zona de amortiguamiento se observa de color amarillo con un radio de afectación de 77.03 m y radiación de 1.4 kW/m².

El radio de afectación de zona crítica de daño a equipos, afectará las instalaciones de batería, la cual cuenta con barda perimetral como salvaguarda para mitigar la radiación. La zona de alto riesgo afecta las instalaciones de la batería, las instalaciones de la estación de compresión y el gasoducto de 6" Ø. No hay daño a la población, ya que no hay casas dentro de los radios de afectación, sólo daño al medio ambiente (flora y fauna presente dentro del radio).

En la zona de amortiguamiento considerada como área segura ya que la radiación de 1.4 kW/m² no afecta y se puede estar expuesto a periodos prolongados, no causará daños al personal o equipo que se encuentren dentro de los radios. Este radio no causa daños a personal de la CIA, pobladores o medio ambiente.

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

Figura 30. Radios potenciales de afectación por JET FIRE por ruptura total del Oleoducto

En el **Escenario 4** en la ilustración 33 se pueden observar los radios de afectación por radiación térmica por Jet Fire en el **OLEODUCTO DE 6" Ø X 20.974 KM** por una ruptura total del oleoducto. La zona crítica de daño a equipos se observa de color rojo con un radio de afectación de 110.83 m y radiación de 12.5kW/m², la zona de alto riesgo se observa de color naranja con un radio de afectación de 172.06 m y radiación de 5kW/m² y la zona de amortiguamiento se observa de color amarillo con un radio de afectación de 316.61 m y radiación de 1.4 kW/m².

El radio de afectación de zona crítica de daño a equipos, afectarían el gasoducto de 6" Ø, la instalación casi completa de la batería de separación Cuichapa II y la estación de compresión Cuichapa. La zona de alto riesgo afecta las instalaciones de la batería, las instalaciones de la estación de compresión y el gasoducto de 6" Ø, y a quienes se encuentren ubicados en el camino de acceso a las instalaciones mencionadas al momento de ocurrir dicho evento. No hay daño a la población, ya que no hay casas dentro de los radios de afectación, sólo daño al medio ambiente (flora y fauna presente dentro del radio).

En la zona de amortiguamiento considerada como área segura ya que la radiación de 1.4 kW/m² no afecta y se puede estar expuesto a periodos prolongados, no causará daños al personal o equipo que se encuentren dentro de los radios. Este radio no causa daños a personal de la compañía TRACYGAS, pobladores o medio ambiente.

RESULTADOS
CARACTERÍSTICAS DEL FUEGO

Flujo volumétrico: 0.023923 m³/s
 Densidad del líquido: 880.00 kg/m³
 Diámetro calculado del área: 14.59 m
 Consumo vertical por combustión: 0.0001432 m/s
 Área del derrame: 167.08 m²
 Altura de la base del fuego: 0.00 m
 Tasa de combustión total: 21.052 kg/s
 Altura de flama: 34.09 m

RADIACIÓN CALCULADA A DISTANCIAS ESPECÍFICAS			
Distancia a nivel de piso (m)	Distancia a fuente puntual (m)	Transmisividad	Radiación (kW/m ²)
4.00	4.00	0.83	0.00
5.00	5.00	0.81	0.00
6.00	6.00	0.80	0.00
8.00	8.00	0.78	0.00
10.00	10.00	0.76	0.00
12.00	12.00	0.75	0.00
16.00	16.00	0.73	0.00
24.00	24.00	0.70	0.00
40.00	40.00	0.67	0.00
0.00	0.00	0.00	0.00

DISTANCIA CALCULADA A NIVEL DE PISO DE NIVELES DE RADIACIÓN ESPECÍFICOS	
Radiación (kW/m ²)	Distancia (m)
1.40	0.00

Fecha de impresión: jueves, 14 de julio de 2022

SCRI Fuego 2.2 (Rev. 2019.01)

Pág. 2

DISTANCIA CALCULADA A NIVEL DE PISO DE NIVELES DE RADIACIÓN ESPECÍFICOS	
Radiación (kW/m ²)	Distancia (m)
5.00	0.00
12.50	0.00

Figura 31. Radios potenciales de afectación por POOL FIRE

En el **Escenario 4** en la ilustración 34 se puede observar que el resultado que arroja el Software SCRI considera un diámetro de área calculada de 14.59 m, con un área de derrame de 167.08 m², con una tasa de combustión total de 21.052 kg/s y una altura de flama de 31.09 m.

Es importante mencionar que el resultado que arroja el Software SCRI no genera resultados de radiación que pueda ser considerable para los valores de interés, como se puede apreciar en el recuadro de color rojo.

Por lo tanto, este escenario no generará daños por radiación a las instalaciones aledañas, personal o medio ambiente, ya que los resultados no son de consideración.

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

Figura 32. Radios potenciales de afectación por JET FIRE por ruptura del 20% del Gasoducto a la llegada

En el **Escenario 5** en la ilustración 35 se pueden observar los radios de afectación por radiación térmica por Jet Fire en el **GASODUCTO DE 6" Ø X 15.765 KM** a la llegada con una ruptura del 20% del gasoducto. La zona crítica de daño a equipos se observa de color rojo con un radio de afectación de 17.84 m y radiación de 12.5kW/m², la zona de alto riesgo se observa de color naranja con un radio de afectación de 28.03 m y radiación de 5kW/m² y la zona de amortiguamiento se observa de color amarillo con un radio de afectación de 51.89 m y radiación de 1.4 kW/m².

Los radios de afectación de zona crítica de daño a equipos y el de zona de alto riesgo, sólo afectarán al medio ambiente (flora y fauna presente dentro del radio), ya que se encuentran retirados de la instalación de la interconexión con el sistema de Sistrangas. Estos radios no afectan la instalación mencionada, ya que los radios no alcanzan a hacer contacto ni con la barda perimetral que la resguarda. No hay daño a la población, ya que no hay casas dentro de los radios de afectación.

En la zona de amortiguamiento considerada como área segura ya que la radiación de 1.4 kW/m² no afecta y se puede estar expuesto a periodos prolongados, no causará daños al personal o equipo que se encuentren dentro de los radios. Este radio no causa daños a personal de la compañía, pobladores o medio ambiente.

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

Figura 33. Radios potenciales de afectación por JET FIRE por ruptura del 20% del Oleoducto a la llegada

En el **Escenario 6** en la ilustración 36 se pueden observar los radios de afectación por radiación térmica por Jet Fire en el **OLEODUCTO DE 6" Ø X 20.974 KM** a la llegada con una ruptura del 20% del oleoducto. La zona crítica de daño a equipos se observa de color rojo con un radio de afectación de 12.33 m y radiación de 12.5kW/m², la zona de alto riesgo se observa de color naranja con un radio de afectación de 19.28 m y radiación de 5kW/m² y la zona de amortiguamiento se observa de color amarillo con un radio de afectación de 35.61 m y radiación de 1.4 kW/m².

El radio de afectación de zona crítica de daño a equipos, afectará solamente la vegetación que se encuentre es este radio. La zona de alto riesgo afecta parte de las instalaciones de CCC Palomas, la cual cuante con una barda perimetral, que ayudará a reducir la radiación. No hay daño a la población, ya que no hay casas dentro de los radios de afectación, sólo daño al medio ambiente (flora y fauna presente dentro del radio).

En la zona de amortiguamiento considerada como área segura ya que la radiación de 1.4 kW/m² no afecta y se puede estar expuesto a periodos prolongados, no causará daños al personal o equipo que se encuentren dentro de los radios. Este radio no causa daños a personal de la compañía, pobladores o medio ambiente.

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

Figura 34. Radios potenciales de afectación por JET FIRE por ruptura total del Gasoducto a la llegada

En el **Escenario 7** en la ilustración 37 se pueden observar los radios de afectación por radiación térmica por Jet Fire en el **GASODUCTO DE 6" Ø X 15.765 KM**. La zona crítica de daño a equipos se observa de color rojo con un radio de afectación de 73.46 m y radiación de 12.5kW/m², la zona de alto riesgo se observa de color naranja con un radio de afectación de 115.30 m y radiación de 5kW/m² y la zona de amortiguamiento se observa de color amarillo con un radio de afectación de 213.31 m y radiación de 1.4 kW/m².

El radio de afectación de zona crítica de daño a equipos y radio de alto riesgo afectarán al medio ambiente (flora y fauna presente dentro del radio), estos radios no afectan las instalaciones de Sistrangas. No hay daño a la población, ya que no hay casas dentro de los radios de afectación.

En la zona de amortiguamiento considerada como área segura ya que la radiación de 1.4 kW/m² no afecta y se puede estar expuesto a periodos prolongados, no causará daños al personal o equipo que se encuentren dentro de los radios. Este radio no causa daños a personal de la compañía, pobladores o medio ambiente.

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

Figura 35. Radios potenciales de afectación por sobrepresión por nube explosiva por ruptura total del gasoducto

En el **Escenario 7** en la ilustración 38 se pueden observar los radios de afectación por sobrepresión en el **GASODUCTO DE 6" Ø X 15.765 KM**, donde se simula una ruptura total del gasoducto. La zona crítica de daño a equipos se observa de color rojo con un radio de afectación de 91.28 m con una sobrepresión de 3 lb/in², la zona de alto riesgo se observa de color naranja con un radio de afectación de 208.36 m y sobrepresión de 1 lb/in² y la zona de amortiguamiento se observa de color amarillo con un radio de afectación de 354.18 m y sobrepresión de 0.5 lb/in².

Los radios de afectación de zona crítica de daño a equipos y el radio de alto riesgo, afectarían al medio ambiente (flora y fauna presente dentro del radio). No hay daño a la población, ya que no hay casas dentro de los radios de afectación.

En la zona de amortiguamiento considerada como área segura ya que la radiación de 1.4 kW/m² no afecta y se puede estar expuesto a periodos prolongados, no causará daños al personal o equipo que se encuentren dentro de los radios. Este radio no causa daños a personal de la compañía, pobladores o medio ambiente.

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

Figura 36. Radios potenciales de afectación por JET FIRE por ruptura total del Oleoducto

En el **Escenario 8** en la ilustración 39 se pueden observar los radios de afectación por Jet Fire en el **OLEODUCTO DE 6" Ø X 20.974KM** por una ruptura total del oleoducto. La zona crítica de daño a equipos se observa de color rojo con un radio de afectación de 50.85 m y radiación de 12.5kW/m^2 , la zona de alto riesgo se observa de color naranja con un radio de afectación de 79.36 m y radiación de 5kW/m^2 y la zona de amortiguamiento se observa de color amarillo con un radio de afectación de 146.42 m y radiación de 1.4 kW/m^2 .

El radio de afectación de zona crítica de daño a equipos, afectarían las instalaciones de CCC Palomas, la cual cuenta con barda perimetral, que ayudará a reducir la radiación. La zona de alto riesgo afecta parte de las instalaciones de CCC Palomas. y a quienes se encuentren ubicados en el radio de afectación al momento de ocurrir dicho evento. No hay daño a la población, ya que no hay casas dentro de los radios de afectación, sólo daño al medio ambiente (flora y fauna presente dentro del radio).

En la zona de amortiguamiento considerada como área segura ya que la radiación de 1.4 kW/m^2 no afecta y se puede estar expuesto a periodos prolongados, no causará daños al personal o equipo que se encuentren dentro de los radios. Este radio no causa daños a personal de la compañía, pobladores o medio ambiente.

RESULTADOS
CARACTERÍSTICAS DEL FUEGO

Flujo volumétrico: 0.023923 m³/s
 Densidad del líquido: 880.00 kg/m³
 Diámetro calculado del área: 14.59 m
 Consumo vertical por combustión: 0.0001432 m/s
 Área del derrame: 167.08 m²
 Altura de la base del fuego: 0.00 m
 Tasa de combustión total: 21.052 kg/s
 Altura de flama: 34.09 m

RADIACIÓN CALCULADA A DISTANCIAS ESPECÍFICAS			
Distancia a nivel de piso (m)	Distancia a fuente puntual (m)	Transmisividad	Radiación (kW/m ²)
4.00	4.00	0.83	0.00
5.00	5.00	0.81	0.00
6.00	6.00	0.80	0.00
8.00	8.00	0.78	0.00
10.00	10.00	0.76	0.00
12.00	12.00	0.75	0.00
16.00	16.00	0.73	0.00
24.00	24.00	0.70	0.00
40.00	40.00	0.67	0.00
0.00	0.00	0.00	0.00

DISTANCIA CALCULADA A NIVEL DE PISO DE NIVELES DE RADIACIÓN ESPECÍFICOS	
Radiación (kW/m ²)	Distancia (m)
1.40	0.00

Fecha de impresión: jueves, 14 de julio de 2022

SCRI Fuego 2.2 (Rev. 2019.01)

Pág. 2

DISTANCIA CALCULADA A NIVEL DE PISO DE NIVELES DE RADIACIÓN ESPECÍFICOS	
Radiación (kW/m ²)	Distancia (m)
5.00	0.00
12.50	0.00

Figura 37. Radios potenciales de afectación por POOL FIRE a la llegada

En el **Escenario 8** en la ilustración 40 se puede observar que el resultado que arroja el Software SCRI considera un diámetro de área calculada de 14.59 m, con un área de derrame de 167.08 m², con una tasa de combustión total de 21.052 kg/s y una altura de flama de 31.09 m.

Es importante mencionar que el resultado que arroja el Software SCRI no genera radiación que pueda ser considerable para los valores de interés, como se puede apreciar en el recuadro de color rojo.

Por lo tanto, este escenario no generará daños por radiación a las instalaciones aledañas, personal o medio ambiente, ya que los resultados no son de consideración.

5.6 ANÁLISIS DE VULNERABILIDAD E INTERACCIONES DE RIESGO

5.6.1 ANÁLISIS DE VULNERABILIDAD

Representación gráfica de las zonas de riesgo y de amortiguamiento.

Durante el desarrollo de la simulación que se realiza, el programa SCRI determina una trama o zona de amenaza, mostrando una o más áreas en las que un peligro de toxicidad, inflamabilidad, radiación térmica, o daños por sobrepresión puede exceder los niveles clave de preocupación y suponen una amenaza para las personas y bienes.

En su presentación SCRI muestra las zonas de amenaza en rojo, ámbar y amarillo. La amenaza zona roja representa el peor peligro la zona roja la de alto riesgo y amarillo las zonas de amortiguamiento. Para la SEMARNAT la zona en ámbar representa la zona de alto riesgo de la instalación mientras que la zona en amarillo es la zona de amortiguamiento o zona de seguridad, tal y como se definen más adelante en este mismo capítulo.

En nuestro caso y dado el alcance del presente documento se alimentaron datos al modelo para determinar únicamente las zonas de riesgo y de amortiguamiento, tal y como se solicita en la regulación en materia ambiental.

Las zonas de afectación resultante de la modelación del SCRI, son representadas gráficamente por elaboración propia, utilizando mapas geográficos (Imagen Satelital de Bing) de esta forma se puede analizar la amenaza en función de puntos interés específicos para conocer los peligros a que están expuestos (tales como escuelas, centros de reunión y hospitales, etc.) en y alrededor de las zonas de amenaza, se mostrará la amenaza en un punto, ya sea como un gráfico o como texto. Por ejemplo, si usted decide ver la amenaza en un punto para un escenario de dispersión de gases tóxicos, se mostrará un gráfico que muestra las concentraciones químicas interiores y exteriores previstos en el lugar durante la primera hora después del lanzamiento.

Los gráficos presentados en el presente apartado son ilustrativos, se cuenta con las fotos satelitales a escala adecuada, impresas en tamaño doble carta donde se puede apreciar los diagramas de pétalos indicando los radios de afectación como zona de amortiguamiento y de alto riesgo (Ver **Anexo 4** – Planos diagramas de pétalos).

Los niveles de radiación térmica, (también conocidos como flujos de radiación térmica) se miden y expresan en unidades de potencia por unidad de área, del elemento que recibe la energía. Sin embargo, debido a que el daño o la lesión sostenida por el objeto

receptor es una función de la duración de la exposición, así como del nivel, la dosis de radiación térmica nos concierne también. Esta dosis se determina al combinar los niveles de radiación con los tiempos de exposición y se expresan en unidades de energía por unidad de tiempo, por unidad de área de superficie receptora.

La zona de seguridad se define entonces a partir de la distancia a la cual se tienen valores de radiación térmica por debajo de los 1.4 kW/m², para el caso de incendio la zona de peligros se definió de acuerdo a la distancia afectada por nivel de radiación térmica de 5.0 kW/m² y la zona para causar daños a equipos de proceso; colapso de estructuras y 100% de mortalidad en 1 minuto por nivel de radiación térmica es de 12.5 kW/m². Para definir las zonas de seguridad se considera el daño probable que pueda generar el riesgo, determinando las distancias de afectación y señalando de esta forma las áreas más seguras, de acuerdo a las siguientes consideraciones.

Si llegara a presentarse el peor escenario, un incendio de tipo pool Fire, se esperaría una afectación a los equipos del proyecto **OLEODUCTO DE 6" Ø X 20.974 KM Y GASODUCTO DE 6" Ø X 15.765 KM.**

La combustión de los petrolíferos también traerá consigo la emanación de humos contaminantes a la atmósfera, lo que afectaría la calidad del aire de la zona.

En cuanto a asentamientos humanos, se estima que, en los eventos modelados, los daños serían mínimos o nulos, pues la villa más cercana se ubica fuera de los radios de afectación, sin embargo, sí puede afectar al personal que labora en las instalaciones.

Como se puede apreciar en las imágenes incluidas en el **Anexo 4** – Planos diagramas de pétalos, los radios de afectación obtenidos en los eventos de incendios tipo, Jet Fire, Pool Fire y sobrepresión.

Como medida mitigatoria para los eventos modelados, se contará principalmente con extintores, alarmas audibles y visibles, esto en la batería de separación Cuichapa II. También se cuenta con barda perimetral con una altura aproximada de 3 m, la cual ayudaría como medio de contención en caso de presentarse algún evento de los que fueron simulados, para que los radios de afectación no salgan de la instalación.

Además, se realizaron una serie de recomendaciones que, al cumplirlas, ayudará a mitigar los eventos mencionados.

Finalmente, la correcta capacitación del personal y el constante mantenimiento preventivo y correctivo servirán para minimizar las probabilidades de ocurrencia de cualquier evento de riesgo en el área.

Tabla 73. Descripción de los posibles receptores de riesgo

Clave del Escenario	Receptor de Riesgo	Tipo de Evento	Tipo de Zona	Descripción de la afectación	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
E1/2,2.1,2.1.1	Personal	Jet fire (Radiación)	Alto Riesgo	No hay afectación al personal, ya que no hay puestos de trabajos fijos. Tampoco hay presencia de asentamientos humanos.	Válvula PSV a la salida en de los compresores de descarga de la estación de compresión con relevo a cabezal de desfogue a quemador	Contar con un sistema de monitoreo y control de presión y flujo para el gasoducto
			Amortiguamiento	No hay afectación al personal, ya que no hay puestos de trabajos fijos. Tampoco hay presencia de asentamientos humanos.	Capacitación al personal de operación y mantenimiento en cuanto a seguridad y operación	Llevar a cabo recorridos de inspección a lo largo del sistema de ductos con la finalidad de detectar anomalías en el ducto.
	Activo	Jet fire (Radiación)	Alto Riesgo	Se afectaría la salida de la estación de compresión y parte de las instalaciones de la batería.	TAG-SEG-DR-007 Procedimiento de bloqueo y etiquetado	Mantener en resguardo las instalaciones donde existan válvulas e instrumentos con bardas perimetrales y puertas con candados para evitar que personas extrañas manipulen las instalaciones.
			Amortiguamiento	Sin afectaciones a al activo en este radio de amortiguamiento	Sistema de medición de gas con transmisor de flujo hacia el computador de flujo en la batería de separación	
	Operaciones	Jet fire (Radiación)	Alto Riesgo	Las operaciones se verían afectadas por evento	Barda perimetral	
			Amortiguamiento	Sin afectaciones a las operaciones en este radio de amortiguamiento		
	Medio Ambiente	Jet fire (Radiación)	Alto Riesgo	Se afectarían el suelo natural, la flora y la fauna que se encuentra en este radio		
			Amortiguamiento	Sin afectaciones al medio ambiente en este radio de amortiguamiento		
E2/3,3.2,3.2.1	Personal	Jet fire (Radiación)	Alto Riesgo	Este radio de afectación impacta a la batería de separación y a la estación de compresión, afectando así al personal que se encuentre dentro de los radios de afectación.	Válvula PSV a la salida en de los compresores de descarga de la estación de compresión con relevo a cabezal de desfogue a quemador	Contar con un sistema de monitoreo y control de presión y flujo para el gasoducto
			Amortiguamiento	Sin afectaciones al personal en este radio de amortiguamiento.	Capacitación al personal de operación y mantenimiento en cuanto a seguridad y operación	Llevar a cabo recorridos de inspección a lo largo del sistema de ductos con la finalidad de detectar anomalías en el ducto.
		Sobrepresión	Alto Riesgo	No afectaría al personal, ya que no es un puesto de trabajo fijo, sólo si se encuentran en mantenimiento o revisión.	TAG-SEG-DR-007 Procedimiento de bloqueo y etiquetado	Mantener en resguardo las
			Amortiguamiento	Sin afectaciones al personal en este	Sistema de medición de gas con transmisor de flujo hacia el	

Clave del Escenario	Receptor de Riesgo	Tipo de Evento	Tipo de Zona	Descripción de la afectación	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
	Activo	Jet fire (Radiación)	Alto Riesgo	radio de amortiguamiento. Se afectaría a las instalaciones de la batería, la estación de compresión y el oleoducto.	computador de flujo en la batería de separación Barda perimetral	instalaciones donde existan válvulas e instrumentos con bardas perimetrales y puertas con candados para evitar que personas extrañas manipulen las instalaciones. Elaborar Protocolo de Respuesta a Emergencias
			Amortiguamiento	Sin afectaciones al activo en este radio de amortiguamiento.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Se afectarían a las instalaciones de la batería y la estación de compresión del gasoducto y oleoducto.		
			Amortiguamiento	Sin afectaciones al activo en este radio de amortiguamiento.		
	Operación	Jet fire (Radiación)	Alto Riesgo	Se afectarían las operaciones por el evento ya que, el oleoducto, la batería de separación y la estación de compresión serían afectadas por la radiación.		
			Amortiguamiento	Sin afectaciones a las operaciones en este radio de amortiguamiento.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Las operaciones se verían afectadas ya que el gasoducto y oleoducto estarían fuera de operación.		
			Amortiguamiento	Sin afectaciones a las operaciones en este radio de amortiguamiento.		
	Medio Ambiente	Jet fire (Radiación)	Alto Riesgo	Se afectarían el suelo natural, la flora y la fauna que se encuentra dentro de este radio		
			Amortiguamiento	Sin afectaciones al medio ambiente en este radio de amortiguamiento.		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Se afectarían el suelo natural, la flora y la fauna que se encuentra dentro de este radio		
			Amortiguamiento	Sin afectaciones al medio ambiente en este radio de amortiguamiento.		
E.3/11,11.1.1,11.1.1	Personal	Jet Fire	Alto Riesgo	Sólo se afectaría al personal si hay algún tipo de mantenimiento programado a la hora que ocurra el evento, ya que no es un puesto de trabajo fijo, donde se encuentre personal expuesto. No hay población	Válvula PSV a la salida en las bombas de descarga de la batería de separación.	Contar con un sistema de monitoreo y control de presión y flujo para el oleoducto.

Clave del Escenario	Receptor de Riesgo	Tipo de Evento	Tipo de Zona	Descripción de la afectación	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
	Activo			humana cercana al radio de afectación.	Sistema de medición de crudo con transmisor de presión hacia el computador de flujo en la batería de separación.	Revisar periódicamente la calibración de la instrumentación.
			Amortiguamiento	Sin afectaciones al personal en este radio de amortiguamiento.		
		Jet Fire	Alto Riesgo	Afectaría la barda perimetral de la batería de separación.		
			Amortiguamiento	Sin afectaciones al activo en este radio de amortiguamiento.		
	Operación	Jet Fire	Alto Riesgo	Se afectaría la operación ya que el oleoducto estaría fuera de operación, además de los daños de la batería de separación	Capacitación al personal de operación y mantenimiento en cuanto a seguridad y operación	Ejercer una supervisión detallada durante la construcción, con énfasis en la aplicación de las pruebas de fuga y hermeticidad.
			Amortiguamiento	Sin afectaciones a la operación en este radio de amortiguamiento.		
	Medio Ambiente	Jet Fire	Alto Riesgo	Se afectarían el suelo natural, la flora y la fauna que se encuentra dentro de este radio		
			Amortiguamiento	Sin afectaciones al medio ambiente en este radio de amortiguamiento.		
E.4/15.15.1,15.1.1	Personal	Jet Fire	Alto Riesgo	Este radio de afectación impacta a la batería de separación y a la estación de compresión, afectando así al personal que se encuentre dentro de los radios de afectación.	Barda perimetral Vigilancia con personal de seguridad física	Llevar a cabo recorridos de inspección a lo largo del sistema de ductos con la finalidad de detectar anomalías en el ducto.
			Amortiguamiento	Sin afectaciones al personal en este		
						Aplicar procedimientos de emergencia en caso de un derrame de aceite en la línea y coordinarse con entidades federales, estatales, municipales, civiles, públicas y privadas.
						Elaborar el programa de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo a los sistemas de control de presión de envío que se entrega el aceite.
						Elaborar el programa de mantenimiento predictivo, preventivo a válvulas.

Clave del Escenario	Receptor de Riesgo	Tipo de Evento	Tipo de Zona	Descripción de la afectación	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
				radio de amortiguamiento.		Dar a conocer a la población aledaña a las instalaciones del proyecto de los riesgos a los que se exponen en caso de construir o realizar actividades sobre el derecho de vía de la línea. Elaborar Protocolo de Respuesta a Emergencias
	Activo	Jet Fire	Alto Riesgo	Se afectaría las instalaciones de la batería, la estación de compresión, el gasoducto y oleoducto		
			Amortiguamiento	Sin afectaciones al activo en este radio de amortiguamiento.		
	Operación	Jet Fire	Alto Riesgo	Las operaciones se verían afectadas ya que la batería de separación, la estación de compresión, gasoducto y oleoducto se encuentran dentro de este radio		
			Amortiguamiento	Sin afectaciones a la operación en este radio de amortiguamiento.		
	Medio Ambiente	Jet Fire	Alto Riesgo	Se afectarían el suelo natural, la flora y la fauna que se encuentra dentro de este radio		
Amortiguamiento			Sin afectaciones al medio ambiente en este radio de amortiguamiento.			
E5/1,1.2,1.2.1	Personal	Jet fire	Alto riesgo	No hay afectación al personal, ya que no hay puestos de trabajos fijos. Tampoco hay presencia de asentamientos humanos.	Válvula PSV a la salida en de los compresores de descarga de la estación de compresión con relevo a cabezal de desfogue a quemador	Contar con un sistema de monitoreo y control de presión y flujo para el gasoducto Llevar a cabo recorridos de inspección a lo largo del sistema de ductos con la finalidad de detectar anomalías en el ducto. Mantener en resguardo las instalaciones donde existan válvulas e instrumentos con bardas perimetrales y puertas con candados para evitar que personas extrañas manipulen las instalaciones.
			Amortiguamiento	No hay afectación al personal, ya que no hay puestos de trabajos fijos. Tampoco hay presencia de asentamientos humanos.	Capacitación al personal de operación y mantenimiento en cuanto a seguridad y operación TAG-SEG-DR-007 Procedimiento de bloqueo y etiquetado Sistema de medición de gas con transmisor de flujo hacia el computador de flujo en la batería de separación	
	Activo	Jet fire	Alto riesgo	Sin afectaciones a equipos críticos ni a instalaciones ya que no se encuentran dentro del radio de afectación.	Barda perimetral	
			Amortiguamiento	Sin afectaciones a al activo en este radio de amortiguamiento		
	Operación	Jet fire	Alto riesgo	Las operaciones se verían afectadas por el evento.		
			Amortiguamiento	Sin afectaciones a las operaciones en este radio de amortiguamiento.		
	Medio ambiente	Jet fire	Alto riesgo	Se afectarían el suelo natural, la flora y la fauna que se encuentra en este radio.		
			Amortiguamiento	Sin afectaciones al medio ambiente en este radio de amortiguamiento.		
E.6/17,17.2,17.2.1	Personal	Jet fire	Alto riesgo	No hay afectación al personal, ya que no	Barda perimetral	

Clave del Escenario	Receptor de Riesgo	Tipo de Evento	Tipo de Zona	Descripción de la afectación	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar	
	Activo	Jet fire		hay puestos de trabajos fijos. Tampoco hay presencia de asentamientos humanos.	Vigilancia con personal de seguridad física	Dar a conocer a la población aledaña a las instalaciones del proyecto de los riesgos a los que se exponen en caso de construir o realizar actividades sobre el derecho de vía de la línea. Elaborar Protocolo de Respuesta a Emergencias	
			Amortiguamiento	Sin afectaciones al personal en este radio de amortiguamiento.			
		Operación	Jet fire	Alto riesgo			Sin afectaciones al activo en este radio de amortiguamiento.
				Amortiguamiento			Sin afectaciones al activo en este radio de amortiguamiento.
	Medio ambiente	Jet fire	Alto riesgo	Las operaciones se verían afectadas debido al evento.			
			Amortiguamiento	Sin afectaciones a la operación en este radio de amortiguamiento.			
			Jet fire	Alto riesgo			Se afectarían el suelo natural, la flora y la fauna que se encuentra dentro de este radio
				Amortiguamiento			Sin afectaciones al medio ambiente en este radio de amortiguamiento.
E7/8,8.4,8.3.1	Personal	Jet fire (Radiación)	Alto riesgo	Sólo se afectaría al personal si hay algún tipo de mantenimiento programado a la hora que ocurra el evento. No hay población humana cercana al radio de afectación.	Válvula PSV a la salida en de los compresores de descarga de la estación de compresión con relevo a cabezal de desfogue a quemador	Contar con un sistema de monitoreo y control de presión y flujo para el gasoducto	
			Amortiguamiento	Sin afectaciones al personal en este radio de amortiguamiento.	Capacitación al personal de operación y mantenimiento en cuanto a seguridad y operación TAG-SEG-DR-007 Procedimiento de bloqueo y etiquetado Sistema de medición de gas con transmisor de flujo hacia el computador de flujo en la batería de separación		Llevar a cabo recorridos de inspección a lo largo del sistema de ductos con la finalidad de detectar anomalías en el ducto. Mantener en resguardo las instalaciones donde existan válvulas e instrumentos con bardas perimetrales y puertas con candados para evitar que personas extrañas manipulen las instalaciones. Elaborar Protocolo de Respuesta a Emergencias
		Sobrepresión	Alto riesgo	No afectaría al personal, ya que no es un puesto de trabajo fijo, sólo si se encuentran en mantenimiento o revisión.			
			Amortiguamiento	Sin afectaciones al personal en este radio de amortiguamiento.			
	Activo	Jet fire (Radiación)	Alto riesgo	Sin afectaciones a equipos críticos ni a instalaciones ya que no se encuentran dentro del radio de afectación.		Barda perimetral	
			Amortiguamiento	Sin afectaciones al activo en este radio de amortiguamiento.			
		Sobrepresión	Alto riesgo	Sin afectaciones a equipos críticos ni a instalaciones ya que no se encuentran dentro del radio de afectación.			

Clave del Escenario	Receptor de Riesgo	Tipo de Evento	Tipo de Zona	Descripción de la afectación	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
	Operaciones	Jet fire (Radiación)	Amortiguamiento	Sin afectaciones al activo en este radio de amortiguamiento.		
			Alto riesgo	Se afectarían las operaciones por el evento.		
		Sobrepresión	Amortiguamiento	Sin afectaciones a las operaciones en este radio de amortiguamiento.		
			Alto riesgo	Se afectarían las operaciones por el evento.		
	Medio ambiente	Jet fire (Radiación)	Amortiguamiento	Sin afectaciones a las operaciones en este radio de amortiguamiento.		
			Alto riesgo	Se afectarían el suelo natural, la flora y la fauna que se encuentra dentro de este radio		
		Sobrepresión	Amortiguamiento	Sin afectaciones al medio ambiente en este radio de amortiguamiento.		
			Alto riesgo	Se afectarían el suelo natural, la flora y la fauna que se encuentra dentro de este radio		
E.8/17,17.1,17.1.1	Personal	Jet Fire	Alto riesgo	No hay afectación al personal, ya que no hay puestos de trabajos fijos. Tampoco hay presencia de asentamientos humanos.	Barda perimetral Vigilancia con personal de seguridad física	Dar a conocer a la población aledaña a las instalaciones del proyecto de los riesgos a los que se exponen en caso de construir o realizar actividades sobre el derecho de vía de la línea. Elaborar Protocolo de Respuesta a Emergencias
			Amortiguamiento	Sin afectaciones al personal en este radio de amortiguamiento.		
	Activo	Jet Fire	Alto riesgo	Se afectaría la barda perimetral de la instalación CCC Palomas.		
			Amortiguamiento	Sin afectaciones al activo en este radio de amortiguamiento.		
	Operaciones	Jet Fire	Alto riesgo	Las operaciones se verían afectadas debido al evento.		
			Amortiguamiento	Sin afectaciones a la operación en este radio de amortiguamiento.		
	Medio ambiente	Jet Fire	Alto riesgo	Se afectarían el suelo natural, la flora y la fauna que se encuentra dentro de este radio		
			Amortiguamiento	Sin afectaciones al medio ambiente en este radio de amortiguamiento.		

Es importante mencionar que, para el caso de derrame en zona marina, **SERVICIOS DE TRANSPORTACIÓN DE ACEITE Y GAS S.A. DE C.V.** no considera este tipo de eventos, ya que se encuentra a una distancia de 25 km del golfo de México.

5.6.2 INTERACCIONES DE RIESGO

Los Regulados identificarán aquellos Escenarios que por su ubicación pudieran potencializar el Riesgo a través de un Efecto Dominó u otros mecanismos, debido a que dentro de las Zonas de Alto Riesgo por daño a equipos (radiación térmica: Rango de 12.5 kW/m² a 37.5 kW/m² y sobrepresión: Rango de 3 lb/in² a 10 lb/in²) y Zonas de Alto Riesgo (radiación térmica: 5.0 kW/m² y sobrepresión: 1.0 lb/in²), se ubiquen equipos de los Regulados, ductos u otras Instalaciones industriales manejando hidrocarburos u otras Sustancias Peligrosas, dentro o fuera de los límites de propiedad o jurisdicción del Proyecto.

Para dichos Escenarios, **SERVICIOS DE TRANSPORTACIÓN DE ACEITE Y GAS S.A. DE C.V.** Señala los equipos o Instalaciones industriales potencialmente afectadas que se encuentren en los radios de afectación de Zonas de Alto Riesgo por daño a equipos y Zonas de Alto Riesgo.

Asimismo, señala para cada escenario las Salvaguardas (equipos, dispositivos, Sistemas de Seguridad y medidas preventivas) con que cuenta el Proyecto o que se encuentran consideradas en el diseño del Proyecto para Proyectos Nuevos y las adicionales requeridas para la reducción de la probabilidad de ocurrencia de los Escenarios de Riesgo con base en las interacciones indicadas, justificando la compatibilidad del Proyecto con la infraestructura existente o considerada en el diseño, a efecto de evitar el deterioro del medio ambiente, además de aquellas orientadas a la restauración de la zona afectada en caso de Accidente.

Se realizó una simulación de estimación de radios por cada escenario de Efecto Dominó potencial identificado desarrollándose como se indica en el apartado 5.4.2.2., con la finalidad de analizar y evaluar las interacciones que se deriven del mismo.

Lo anterior, se integra mediante una tabla, en la que se indican todos los datos anteriores a detalle para cada uno de los escenarios simulados, como se indica la tabla 74.

Tabla 74. Interacciones de Riesgo y descripción de los posibles receptores de riesgo

Clave del Escenario de riesgo	Equipo/sitio de la planta/km del ducto o ruta donde se presenta la fuga simulada	Sustancia peligrosa involucrada en el escenario de riesgo	Tipo de Zona	Tipo de Evento	Radio de afectación	Equipos o instalaciones industriales presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones industriales al punto de fuga	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
E1/2,2.1,2.1.1	Gasoducto de 6" Ø X 15.765 Km	Gas	Alto Riesgo en equipos	Radiación	18.33 m	Sin afectación	N/A	Válvula PSV a la salida en de los compresores de descarga de la estación de compresión con relevo a cabezal de desfogue a quemador	Contar con un sistema de monitoreo y control de presión y flujo para el gasoducto
			Alto Riesgo	Radiación	28.78 m	Sin afectación	N/A	Capacitación al personal de operación y mantenimiento en cuanto a seguridad y operación TAG-SEG-DR-007 Procedimiento de bloqueo y etiquetado Sistema de medición de gas con transmisor de flujo hacia el computador de flujo en la batería de separación Barda perimetral	Llevar a cabo recorridos de inspección a lo largo del sistema de ductos con la finalidad de detectar anomalías en el ducto. Mantener en resguardo las instalaciones donde existan válvulas e instrumentos con bardas perimetrales y puertas con candados para evitar que personas extrañas manipulen las instalaciones.
E2/3,3.2,3.2.1	Gasoducto de 6" Ø X 15.765 Km	Gas	Alto Riesgo en equipos	Radiación	75.46 m	Oleoducto de 6" Ø X 20.974Km	73 m	Válvula PSV a la salida en de los compresores de descarga de la estación de compresión con relevo a cabezal de desfogue a quemador	Contar con un sistema de monitoreo y control de presión y flujo para el gasoducto
						Batería de separación Cuichapa II	54 m	Capacitación al personal de operación y mantenimiento en cuanto a seguridad y operación TAG-SEG-DR-007	Llevar a cabo recorridos de inspección a lo largo del sistema de ductos con la finalidad de detectar anomalías en el ducto.
						Estación de Compresión	25 m	Procedimiento de bloqueo y etiquetado	Mantener en resguardo las instalaciones donde existan válvulas e instrumentos con bardas perimetrales y puertas con candados para
			Alto Riesgo en equipos	Sobrepresión	96.63 m	Oleoducto de 6" Ø X 20.974Km	73 m	Sistema de medición de gas con transmisor de	
						Batería de separación Cuichapa II	54 m		
							25 m		

Clave del Escenario de riesgo	Equipo/sitio de la planta/km del ducto o ruta donde se presenta la fuga simulada	Sustancia peligrosa involucrada en el escenario de riesgo	Tipo de Zona	Tipo Evento	Radio de afectación	Equipos o instalaciones industriales presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones industriales al punto de fuga	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
						Estación de Compresión		flujo hacia el computador de flujo en la batería de separación	evitar que personas extrañas manipulen las instalaciones. Elaborar Protocolo de Respuesta a Emergencias
			Alto Riesgo	Radiación	118.37 m	Oleoducto de 6" Ø X 20.974Km Batería de separación Cuichapa II Estación de Compresión	73 m 54 m 25 m	Barda perimetral	
			Alto Riesgo	Sobrepresión	218.30 m	Oleoducto de 6" Ø X 20.974Km Batería de separación Cuichapa II Estación de Compresión	73 m 54 m 25 m		
E.3/11,11.1,11.1.1	Oleoducto de 6" Ø X 20.974Km	Aceite	Alto Riesgo en equipos	Radiación	26.94 m	Batería de separación Cuichapa II	15 m	Válvula PSV a la salida en las bombas de descarga de la batería de separación.	Contar con un sistema de monitoreo y control de presión y flujo para el oleoducto. Revisar periódicamente la calibración de la instrumentación. Ejercer una supervisión detallada durante la construcción, con énfasis en la aplicación de las pruebas de fuga y hermeticidad.
			Alto Riesgo	Radiación	41.85 m	Batería de separación Cuichapa II	25 m	Sistema de medición de crudo con transmisor de presión hacia el computador de flujo en la batería de separación. Capacitación al personal de operación y mantenimiento en cuanto a seguridad y operación	

Clave del Escenario de riesgo	Equipo/sitio de la planta/km del ducto o ruta donde se presenta la fuga simulada	Sustancia peligrosa involucrada en el escenario de riesgo	Tipo de Zona	Tipo Evento	Radio de la afectación	Equipos o instalaciones industriales presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones industriales al punto de fuga	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
									Llevar a cabo recorridos de inspección a lo largo del sistema de ductos con la finalidad de detectar anomalías en el ducto. Aplicar procedimientos de emergencia en caso de un derrame de aceite en la línea y coordinarse con entidades federales, estatales, municipales, civiles, públicas y privadas. Elaborar el programa de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo a los sistemas de control de presión de envío que se entrega el aceite. Elaborar el programa de mantenimiento predictivo, preventivo a válvulas.
E.4/15.15.1,15.1.1	Oleoducto de 6" Ø X 20.974Km	Aceite	Alto Riesgo en equipos	Radiación (Jet Fire)	110.83 m	Gasoducto de 6" Ø X 15.765 Km Batería de separación Cuichapa II	73 m 30 m	Barda perimetral Vigilancia con personal de seguridad física	Dar a conocer a la población aledaña a las instalaciones del proyecto de los riesgos a los que se exponen en caso de construir o realizar actividades sobre el derecho de vía de la línea. Elaborar Protocolo de Respuesta a Emergencias
			Alto Riesgo	Radiación (Jet Fire)	172.06 m	Estación de compresión Gasoducto de 6" Ø X 15.765 Km Batería de separación	84 m 73 m 30 m		

Clave del Escenario de riesgo	Equipo/sitio de la planta/km del ducto o ruta donde se presenta la fuga simulada	Sustancia peligrosa involucrada en el escenario de riesgo	Tipo de Zona	Tipo Evento	Radio de afectación	Equipos o instalaciones industriales presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones industriales al punto de fuga	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
						Cuichapa II			
						Estación de compresión	84 m		
E5/1,1.2,1.2.1	Gasoducto de 6" Ø X 15.765 Km	Gas	Alto Riesgo en equipos	Radiación	17.84 m	Sin afectación	N/A	Válvula PSV a la salida en de los compresores de descarga de la estación de compresión con relevo a cabezal de desfogue a quemador	Contar con un sistema de monitoreo y control de presión y flujo para el gasoducto Llevar a cabo recorridos de inspección a lo largo del sistema de ductos con la finalidad de detectar anomalías en el ducto. Mantener en resguardo las instalaciones donde existan válvulas e instrumentos con bardas perimetrales y puertas con candados para evitar que personas extrañas manipulen las instalaciones.
			Alto Riesgo	Radiación	28.03 m	Sin afectación	N/A	Capacitación al personal de operación y mantenimiento en cuanto a seguridad y operación TAG-SEG-DR-007 Procedimiento de bloqueo y etiquetado Sistema de medición de gas con transmisor de flujo hacia el computador de flujo en la batería de separación Barda perimetral	
E.6/17,17.2,17.2.1	Oleoducto de 6" Ø X 20.974Km	Aceite	Alto Riesgo en equipos	Radiación (Jet Fire)	12.33 m	Sin afectación	N/A	Barda perimetral Vigilancia con personal de seguridad física	Dar a conocer a la población aledaña a las instalaciones del proyecto de los riesgos a los que se exponen en caso de construir o realizar actividades sobre el derecho de vía de la línea. Elaborar Protocolo de Respuesta a Emergencias
			Alto Riesgo	Radiación (Jet Fire)	19.28 m	Sin afectación	N/A		
			Alto riesgo en equipos	Sobrepresión	91.28 m	Sin afectación	N/A		

Clave del Escenario de riesgo	Equipo/sitio de la planta/km del ducto o ruta donde se presenta la fuga simulada	Sustancia peligrosa involucrada en el escenario de riesgo	Tipo de Zona	Tipo Evento de	Radio de la afectación	Equipos o instalaciones industriales presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos o instalaciones industriales al punto de fuga	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
			Alto riesgo	Radiación	115.30 m	Sin afectación	N/A		
			Alto riesgo	Sobrepresión	208.36 m	Sin afectación	N/A		
E7/8,8.4,8.3.1	Gasoducto de 6" Ø X 15.765 Km	Gas	Alto riesgo en equipos	Radiación	73.46 m	Sin afectación	N/A	Válvula PSV a la salida en de los compresores de descarga de la estación de compresión con relevo a cabezal de desfogue a quemador	Contar con un sistema de monitoreo y control de presión y flujo para el gasoducto
								Capacitación al personal de operación y mantenimiento en cuanto a seguridad y operación TAG-SEG-DR-007 Procedimiento de bloqueo y etiquetado Sistema de medición de gas con trasmisor de flujo hacia el computador de flujo en la batería de separación Barda perimetral	Llevar a cabo recorridos de inspección a lo largo del sistema de ductos con la finalidad de detectar anomalías en el ducto. Mantener en resguardo las instalaciones donde existan válvulas e instrumentos con bardas perimetrales y puertas con candados para evitar que personas extrañas manipulen las instalaciones. Elaborar Protocolo de Respuesta a Emergencias
E.8/17,17.1,17.1.1	Oleoducto de 6" Ø X 20.974Km	Aceite	Alto Riesgo en equipos	Radiación (Jet Fire)	50.86 m	Sin afectación	N/A	Barda perimetral Vigilancia con personal de seguridad física	Dar a conocer a la población aledaña a las instalaciones del proyecto de los riesgos a los que se exponen en caso de construir o realizar actividades sobre el derecho de vía de la línea. Elaborar Protocolo de Respuesta a Emergencias
			Alto Riesgo	Radiación (Jet Fire)	79.36 m	Sin afectación	N/A		

5.7 REPOSICIONAMIENTO DE ESCENARIOS DE RIESGO

SERVICIOS DE TRANSPORTACIÓN DE ACEITE Y GAS S.A. DE C.V. reposiciona todos los Escenarios de Riesgo identificados en la sección 5.4.1.3. y jerarquizados en la sección 5.4.1.4. tomando en cuenta los criterios definidos en el apartado 5.4.1.4. y lo indicado a continuación, para confirmar los valores de frecuencia (probabilidad) y consecuencias (severidad):

- a) Para los Escenarios de Riesgo analizados en el apartado 5.4.2.1., se tomará en cuenta la información generada en dicha sección, de tal manera que se analicen los resultados para confirmar o rectificar los valores de frecuencia;
- b) Para los Escenarios de Riesgo analizados en el apartado 5.4.2.2., se tomará en cuenta la información generada en la sección 5.6., de tal manera que se analicen los resultados para confirmar o rectificar los valores de consecuencias, y
- c) Para todos los Escenarios de Riesgo, también se tomará en cuenta para la ponderación de frecuencia y consecuencia todos los controles y medidas de reducción de Riesgos (Salvaguardas, protecciones o barreras) de tipo preventivo, de control y de mitigación incluyendo los sistemas activos de contraincendios con que cuenta el Proyecto o que tiene consideradas en el diseño del Proyecto tratándose de Proyectos Nuevos.

También es necesario que se identifiquen los controles y medidas de reducción de Riesgos (Salvaguardas, protecciones o barreras) de tipo preventivo, de control y de mitigación requeridos para llevar los Riesgos a un nivel tan bajo como sea razonablemente factible (ALARP).

Derivado de lo anterior, **SERVICIOS DE TRANSPORTACIÓN DE ACEITE Y GAS S.A. DE C.V.** estará en condiciones de determinar el Riesgo Residual de la del proyecto, es decir, aquel que considera la implementación de dichos controles y medidas de reducción de Riesgos para mitigar el Riesgo Inherente del Proyecto.

A continuación, se presenta la tabla de frecuencias consideradas la cual se expresa en fallas por millón de horas de servicio (1×10^6 h) o con el cálculo de la frecuencia anual equivalente en años (fallas/año).

Tabla 75. Frecuencias consideradas

Mínima (1)	Menor (2)	Moderada (3)	Seria (4)	Grave (5)
$\leq 10^{-3}$	$10^{-2} - 10^{-3}$	$10^{-1} - 10^{-2}$	$\geq 10^{-1}$	≥ 1
≤ 1 en 1000 años	1 en 100 años a 1 en 1000 años	1 en 10 años a 1 en 100 años	1 en 10 años	1 en 1 año

A continuación, describimos la situación actual al realizar la jerarquización de frecuencias de los escenarios de alto riesgo los cuales se identificaron en el apartado 5.4.1.3.

Tabla 76. Jerarquización de frecuencias de los escenarios de alto riesgo identificados.

ESCAPARIO	Frec.	SEVERIDAD					FRECUENCIA CONSIDERADA
		Sev. Pers.	Sev. Act.	Sev. Oper.	Afec. Amb	Reput	
1	2	5	3	3	4	4	Menor
2	2	5	4	4	5	5	Menor
3	2	3	2	3	4	4	Menor
4	2	2	2	3	4	4	Menor
5	2	4	3	3	4	4	Menor
6	2	2	2	3	4	4	Menor
7	2	3	3	3	4	4	Menor
8	2	2	2	3	4	4	Menor

Es importante mencionar que, de los 8 eventos que se simularon en el Software SCRII las desviaciones y consecuencias son similares, y además son derivadas de equipos similares.

PERSONAL						
Frecuencia		Severidad				
		1. Mínima	2. Menor	3. Moderada	4. Seria	5. Grave
	5. Grave					
	4. Seria					
	3. Moderada					
	2. Menor		4,6,8	3,7	5	1,2
	1. Mínima					

ACTIVO						
Frecuencia		Severidad				
		1. Mínima	2. Menor	3. Moderada	4. Seria	5. Grave
	5. Grave					
	4. Seria					
	3. Moderada					
	2. Menor		3,4,6,8	1,5,7	2	
	1. Mínima					

OPERACIONES						
Frecuencia		Severidad				
		1. Mínima	2. Menor	3. Moderada	4. Seria	5. Grave
	5. Grave					
	4. Seria					
	3. Moderada					
	2. Menor			1,3,4,5,6,7,8	2	
	1. Mínima					

MEDIO AMBIENTE						
Frecuencia		Severidad				
		1. Mínima	2. Menor	3. Moderada	4. Seria	5. Grave
	5. Grave					
	4. Seria					
	3. Moderada					
	2. Menor				1,3,4,5,6,7,8	2
	1. Mínima					

REPUTACIÓN						
Frecuencia		Severidad				
		1. Mínima	2. Menor	3. Moderada	4. Seria	5. Grave
	5. Grave					
	4. Seria					
	3. Moderada					
	2. Menor				1,3,4,5,6,7,8	2
	1. Mínima					

Derivado de los resultados de los árboles de fallas se considera realizar la reponderación de frecuencias para los eventos topes evaluados los cuales fueron considerados como de alto riesgo.

Esta metodología considera la evaluación cuantitativa del resultado de las fallas del sistema de ductos los cuales se pueden consultar en la tabla 78 Resultado de frecuencias por fallo de tubería de proceso, considerando el valor de la frecuencia iniciadora y comparándola con la frecuencia considerada en la ponderación de riesgos de tal forma que podamos verificar si la ponderación considerada es consistente con la información bibliográfica referente al fallo en tuberías, el criterio correspondiente es que si el resultado del valor de la frecuencia iniciadora en el árbol de falla es menor a la frecuencia considerada en la ponderación de riesgos esta deberá ser ajustada en un valor de la frecuencia de falla.

Tabla 77. Reponderación de frecuencias de los escenarios de alto riesgo identificados.

ESCENARIO	Frec.	SEVERIDAD					FRECUENCIA CONSIDERADA
No.		Sev. Pers.	Sev. Act.	Sev. Oper.	Afec. Amb	Reput	
1	2	5	3	3	4	4	Menor
2	1	5	4	4	5	5	Mínima
3	2	3	2	3	4	4	Menor
4	1	2	2	3	4	4	Mínima
5	2	4	3	3	4	4	Menor
6	2	2	2	3	4	4	Menor
7	1	3	3	3	4	4	Mínima
8	1	2	2	3	4	4	Mínima

A continuación, se puede apreciar una representación gráfica de la matriz de riesgo utilizada y como las frecuencias se ven afectadas por las salvaguardas consideradas en los árboles de fallos evaluados en los escenarios de alto riesgo.

Podemos observar una disminución en la frecuencia derivado del resultado bibliográfico de la probabilidad de falla que se tiene considerado en la metodología inicial con el grupo multidisciplinario tanto el oleoducto como en el gasoducto.

PERSONAL						
Frecuencia		Severidad				
		1. Mínima	2. Menor	3. Moderada	4. Seria	5. Grave
	5. Grave					
	4. Seria					
	3. Moderada					
	2. Menor		6	3	5	1
	1. Mínima		4,8	7		2

ACTIVO						
Frecuencia		Severidad				
		1. Mínima	2. Menor	3. Moderada	4. Seria	5. Grave
	5. Grave					
	4. Seria					
	3. Moderada					
	2. Menor		3,6	1,5		
	1. Mínima		4,8	7	2	

OPERACIONES						
Frecuencia		Severidad				
		1. Mínima	2. Menor	3. Moderada	4. Seria	5. Grave
	5. Grave					
	4. Seria					
	3. Moderada					
	2. Menor			1,3,5,6		
	1. Mínima			4,7,8	2	

MEDIO AMBIENTE						
Frecuencia		Severidad				
		1. Mínima	2. Menor	3. Moderada	4. Seria	5. Grave
	5. Grave					
	4. Seria					
	3. Moderada					
	2. Menor				1,3,5,6	
	1. Mínima				4,7,8	2

REPUTACIÓN						
Frecuencia		Severidad				
		1. Mínima	2. Menor	3. Moderada	4. Seria	5. Grave
	5. Grave					
	4. Seria					
	3. Moderada					
	2. Menor				1,3,5,6	
	1. Mínima				4,7,8	2

Podemos observar una disminución en la frecuencia derivado del resultado bibliográfico de la probabilidad de falla que se tiene considerado en la metodología inicial con el grupo multidisciplinario tanto el oleoducto como en el gasoducto.

5.8 SISTEMAS DE SEGURIDAD Y MEDIDAS PARA ADMINISTRAR LOS ESCENARIOS DE RIESGO

5.8.1 SISTEMAS DE SEGURIDAD

Como sistema de seguridad para el Gasoducto y Oleoducto se cuenta con lo siguiente:

1. La altura del ducto sobre el río, así como la distancia transversal de aseguramiento del nivel máximo del río que cruce el sistema de ducto.
2. Estudio de mecánica de suelos (gasoducto y oleoducto).
3. Diseño del ducto acorde a la naturaleza y dinámica de suelo donde de instalación.
4. Compactación del suelo donde se instalarán las mochetas de soporte del ducto en los cruces de ríos, carreteras y vías de ferrocarril.
5. Sistemas de medición a la salida y llegada de las instalaciones. gas
6. Monitoreo de presión a la salida y llegada de las instalaciones. Gas
7. Bases de diseño de cada ducto.
8. Control de acceso en las instalaciones de recibo y envío de gas y aceite.
9. Control de acceso a instalaciones de envío y recepción del sistema de ductos.
10. Sistema de permisos para trabajos con riesgo en instalaciones de envío y recepción del sistema de ductos y en el sistema de ductos.
11. Tuneleado del ducto (encamisado) a profundidad de 1.0m a 1.50m
12. Celaje terrestre de la trayectoria del ducto
13. Barda perimetral

El sistema de Gestión Integral cuenta con los siguientes procedimientos para la operación del gasoducto y oleoducto:

- TAG-AMB-PG-001 REV. 00. Manejo y Control de Residuos.
- TAG-COM-PG-002 REV. 00. Gestión de Compras Técnicas.
- TAG-COM-IT-002 REV. 00. Generación de Peticiones de Oferta en SAP.
- TAG-MEI-PG-001 REV. 00. Integridad Mecánica y Aseguramiento de Calidad.
- TAG-SEG-PG-004 REV. 00. Análisis de seguridad en el trabajo (AST).
- TAG-SEG-PG-005 REV. 00. Sistema de Permisos para Trabajos con Riesgo.
- TAG-SEG-DR-007 Procedimiento de bloqueo y etiquetado.
- TAG-SEG-DR-008 REV. 00. Entrada segura a espacios confinados.
- TAG-SEG-DR-009 REV. 00. Izaje y maniobras.
- TAG-SEG-PG-010 REV. 00. Manejo, transporte y almacenamiento de sustancias químicas peligrosas.

- TAG-SEG-DR-011 REV. 00. Procedimiento de Corte y Soldadura.

Seguridad en Gasoducto

1. Válvula PSV a la salida en de los compresores de descarga de la estación de compresión con relevo a cabezal de desfogue a quemador (Gasoducto)
2. Capacitación al personal de operación y mantenimiento en cuanto a seguridad y operación
3. Sistema de medición de gas con transmisor de flujo hacia el computador de flujo en la batería de separación (Gasoducto)
4. Paro automático en compresores por baja presión a la descarga (Gasoducto)
5. Sistema de protección anticorrosivo en gasoducto
6. Sistema de protección catódica a lo largo del gasoducto
7. Personal certificado para manejo de grúas, equipos de izaje y maniobras.
8. Pruebas de hermeticidad al ducto previo a su inicio de operación (Gasoducto)
9. Pruebas no destructivas al ducto y soldaduras (Gasoducto)
10. PSV en cubeta de recepción de trampa de diablos (Gasoducto)
11. PI en cubeta de recepción de trampa de diablos (Gasoducto)
12. Sistema de detección de gas & fuego
13. Válvulas de bloqueo en cruces de arroyos
14. Monitoreo de parámetros de operación (presión y flujo) a la llegada y salida del ducto.
15. Válvula check a la salida del gasoducto.
16. Colocación de señalética en la trayectoria del ducto.

Seguridad en Oleoducto

1. Válvula PSV a la salida en las bombas de descarga de la batería de separación (Oleoducto)
2. Sistema de medición de crudo con transmisor de presión hacia el computador de flujo en la batería de separación (Oleoducto)
3. Capacitación al personal de operación y mantenimiento en cuanto a seguridad y operación
4. 2. Vigilancia con personal de seguridad física
5. Sistema de medición de crudo con transmisor de flujo hacia el computador de flujo en la batería de separación (Oleoducto)
6. Personal certificado para manejo de grúas y maniobras.
7. Tubería enterrada de 1.4 a 2.0 m de profundidad (Oleoducto)
8. Pruebas hidrostáticas al ducto previo a su inicio de operación (Oleoducto)

9. Pruebas no destructivas al ducto y soldaduras (Oleoducto)
10. PSV en cubeta de recepción de trampa de diablos (Oleoducto)
11. PI en cubeta de recepción de trampa de diablos (Oleoducto)
12. Válvulas de bloqueo en cruces de arroyos.
13. Programa de corrida de diablos de limpieza
14. Programa de mantenimiento a oleoducto
15. Monitoreo de parámetros de operación (presión y flujo) a la llegada y salida del ducto.

Debido a que el oleoducto está conectado a la batería de separación Cuichapa II, se menciona lo siguiente:

La Batería de Separación Cuichapa II cuenta con los siguientes sistemas de seguridad:

Equipo / Material	Ubicación
Extintores portátiles de PQS, Tipo Carretilla de 150 psi.	Distribuidos en puntos estratégicos de la Batería de separación
Extintores portátiles de PQS, de 20 psi.	
Sistema industrial fijo de detección de gases y fuego, alarmas y voceo.	
KIT para contención de derrames.	Caseta de Operadores de la batería de separación.
Botiquín de primeros auxilios.	
Camilla rígida para transporte de lesionados.	
Equipos de respiración autónoma (ERA).	A un costado de cuarto de control Batería de Separación
Sistema de Alarma y Voceo.	
Detector Multigases (O ₂ , LEL, H ₂ S, CO ₂).	
Conos de viento.	
Gabinetes de los Equipos de Bomberos.	Caseta de Operadores de la batería de separación.

8.3.1.1 ALARMAS

A) Identificación de Riesgos Mediante Alarmas Sonoras

Riesgo	Tono / Sonido	Repetición
Fuego	Sirena rápida	3.3 ciclos/seg.
Gas combustible	Corneta continua	Continuo
Gas tóxico (H ₂ S)	Sirena lenta temporal	15 ciclos/min.
Evacuación	Sirena extremadamente Rápida	6 ciclos/seg.
Simulacro	Corneta/intermitente/lenta	50 ciclos/seg.

Alarmas Sonoras

El sistema de alarma sonora está formado por:

1. Un generador de tonos capaz de producir varios tonos o mensajes.
2. Bocinas amplificadoras para reproducir los tonos.
3. Se cuenta también con bocinas y altoparlantes que pueden emitir mensajes hablados.

Generador de emergencia

Motogenerador de 550KW ubicado en la batería de separación dentro de contenedor de 20 pies cúbicos MARCA: CATERPILLAR, MODELO: 3412, SERIE: 9BR00614, ARREGLO:1835416

Sistema gas fuego

El Sistema de Detección Gas y Fuego de la Batería de Separación Cuichapa II, está compuesto por instrumentos de campo (Detectores de: gas combustible, alarmas audibles, alarmas visibles y estaciones manuales), Controlador electrónico programable (PLC) y una estación de operación.

En cuanto a suministro, el Sistema de Detección Gas y Fuego se constituye de los siguientes elementos:

- a) 06 Detectores de gas combustible.
- b) 01 Alarma audible exterior.
- c) 01 Juego de alarmas visibles exteriores.
- d) 01 Juego de estaciones manuales exteriores.
- e) 01 Alarma audible interior.
- f) 01 Juego de alarmas visibles interior.
- g) 01 Estación de operación y monitoreo.
- h) 01 Controlador electrónico programable.

COMPONENTES DEL SISTEMA

Controlador Electrónico Programable.

La Unidad Control del Sistema de Detección de Gas y Fuego es un Controlador Lógico Programable o PLC denominado como ControlLogix.

Este es el equipo central del Sistema de Detección de Gas y Fuego, pues en él se encuentran configuradas todas las instrucciones necesarias para llevar a cabo el monitoreo de gas, fuego y la configuración del accionamiento de las alarmas en base a las condiciones establecidas para tal fin. Así mismo en el CEP convergen todas las señales del sistema: señales de entrada y de salida hacia los dispositivos de campo como detectores y alarmas.

Administra los enlaces de comunicación hacia el sistema de control y monitoreo desde donde el usuario puede interactuar con el Sistema de Detección de Gas y Fuego mediante una interfaz gráfica clara e intuitiva.

Estación de Monitoreo y Control.

La estación de monitoreo y control o también llamada interfaz hombre-máquina (HMI) es una interfaz gráfica, donde se mostrará la ubicación, condición y lectura de cada uno de los sensores de gas y alarmas visibles instalados en la Batería de Separación Cuichapa II.

En ella se podrá realizar las acciones de inhibir, identificar una condición de alarma o falla que algún sensor esté señalando, se podrá restablecer el sistema desde un botón virtual al igual que realizar pruebas de alarmas, esta estación mostrará en tiempo real la condición en que se encuentre el Sistema de Detección de Gas y Fuego.

Sistema de Energía Ininterrumpida (UPS).

Este sistema de energía ininterrumpida o mejor conocida como UPS, tiene la finalidad de respaldar con energía eléctrica suficiente para el funcionamiento total del Sistema de Detección de Gas y Fuego, en caso de una emergencia por falta del suministro eléctrico principal proporcionada por la instalación.

Detector de gas combustible.

Los detectores de gas combustible estarán censando de forma continua la concentración del gas en cada uno de las ubicaciones donde fueron instalados y desplegarán esta lectura en la carátula de los transmisores, al mismo tiempo estarán enviando continuamente estos niveles de concentración a la unidad de control de gas y fuego a través de una señal eléctrica de 4-20 mA.

Alarmas visibles.

Los semáforos de alarmas estarán diseñados con 3 alarmas visibles (Verde, Rojo, Ámbar), cada color representará el tipo de alarma que el Sistema este detectando en tiempo real. La luz de color verde representará que no existe alguna condición de alarma propia del Sistema y permanecerá encendida mientras no exista algún evento no deseado.

Alarmas audibles.

Las alarmas audibles (bocinas) se instalan en cada uno de los semáforos de alarmas, de tal forma que cuando se produzca alguna alarma propia del Sistema estas se activarán para prevenir al personal del evento no deseado. Las alarmas sonoras emitirán un sonido dependiendo de la alarma que se haya producido.

Operación de la estación de monitoreo.

La estación de operación tiene como finalidad, monitorear de manera sencilla la condición en que se encuentre el Sistema de Detección de Gas y Fuego instalado en la Batería de Separación Cuichapa II.

En primera instancia la estación de monitoreo mostrará un gráfico denominado como "Pantalla Principal", donde se muestra los siguientes detalles:

- Arquitectura del sistema.
- Estado de dispositivos.
- Almacenamiento.
- Separadores.
- Cobertizo de bombas.
- Historial de alarmas donde se muestran los eventos ocurridos en el Sistema.
- Botones para la navegación y botón de reconocimiento.

Proyecto de ampliación del sistema de gas y fuego de la Batería de Separación Cuichapa II

Aunado a los detectores de campo existentes, se considera la ampliación del sistema de gas y fuego contando con detectores de flama de la serie FL500 y detectores de gas combustible de la serie Ultima X5000, el cual permitirá aumentar el nivel de respuesta ante alguna contingencia que pudiera surgir en las diversas áreas de proceso.

El contar con un Sistema de fire & gas en las instalaciones la Batería de separación Cuichapa y, permite elevar el nivel de respuesta ante alguna contingencia, ya que estos son sistemas de monitoreo continuo de las condiciones del ambiente lo que permite alertar al personal de forma instantánea la presencia de alguna condición anormal en el ambiente que pueda poner en riesgo las instalaciones y principalmente la salud del personal, de esta forma el personal puede llevar a cabo las acciones necesarias para controlar esta situación y evitar algún posible desastre.

El sistema de gas y fuego que se encuentra en la batería de separación de Cuichapa y, está constituido por detectores en gas, detectores de flama, estaciones manuales de flama, estaciones manuales de reconocimiento y estaciones manuales de prueba que están distribuidos en diversas áreas de la planta, existentes y los considerados en la nueva ampliación de la batería de separación, el cual obtiene información de campo a través de señales analógicas y digitales proveniente del área de proceso, para que estos atreves de los módulos de entradas y salidas proporcionen el estado del proceso en caso de alguna anomalía.

Pre-alarma, alarma alta y alarma de confirmación de flama.

Se disponen de 2 niveles de alarmas para los detectores de gas (DGC) y una alarma de confirmación de flama para los detectores de flama (DF) presentes para las diferentes áreas de campo, estos niveles serán pre-alarma y alarma alta por concentración de gas combustible, los rangos de disparo de las alarmas dependerán del equipo que se esté monitoreando en campo. Considerando la siguiente tabla de niveles de alarmas.

Detector	Alarma	Nivel de alarma	Unidades
Detector de gas combustible	Pre-alarma	>20 & < 39	%LEL
	Alarma	> 40	%LEL
Detector de flama	Confirmación de flama	> 16	mA

Figura 38. Niveles de alarmas en detectores

Arquitectura del sistema

El sistema de gas y fuego de las instalaciones de la Batería de separación Cuichapa II se encuentra compuesto por detectores de gas combustible, detectores de flama, estación manual de prueba, estación manual de alarma, estación manual de alarma, alarmas visibles y audibles. El sistema de fire & gas está constituido por los siguientes

componentes que ya se encuentran instalados y los que se están considerando para la ampliación del sistema el cual consiste de los siguiente.

Elementos de campo:

- Detectores de gas combustible con un sensor local (existente): 6 pza (existente).
- Detector de gas combustible un sensor local (considerado para ampliación del sistema): 1 pza (considerado para ampliación)
- Detector de gas combustible un sensor local y un sensor remoto ampliación del sistema): 6 pza (considerado para ampliación)
- Detectores de flama flamegar 5 UV/IR (existente): 7 pza (existente).
- Detector de flama FL500 (ampliación del sistema): 6 pza (considerado para ampliación).
- Semáforos para alarmas visibles interior: 1 pza.
- Semáforo para alarma visible exterior: 2 pza (considerado un semáforo para ampliación).
- Alarma audible propósito general: 3 pza.
- Estación manual de alarma: 2 pza.
- Estación manual de prueba: 2 pza.
- Estación manual de reconocimiento: 2 pza.

A continuación, se anexa la arquitectura del sistema de gas y fuego de la Batería de Separación Cuichapa II.

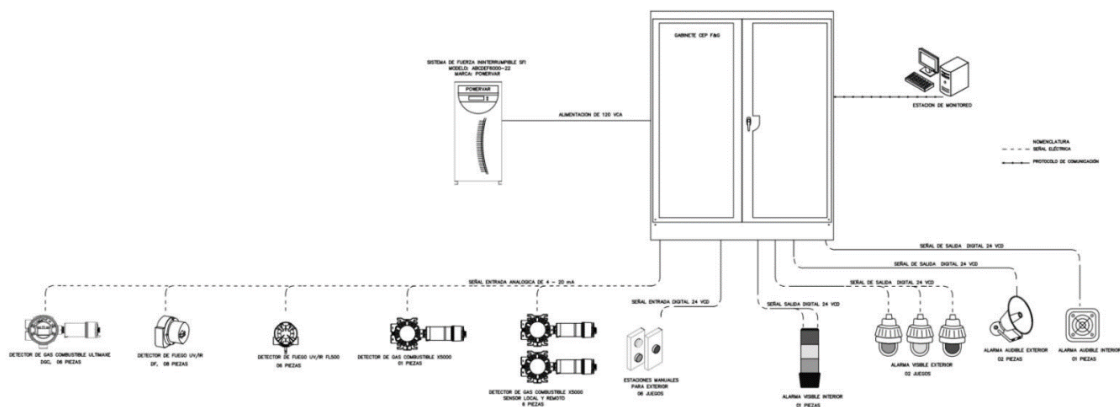


Figura 39. Representación gráfica de elementos que conforman el sistema

Componentes del sistema:

Controlador Electrónico Programable (CEP)

La Unidad Control de Detección de Gas y Fuego que se encuentra instalado en la Batería de separación Cuichapa II, es un Controlador Electrónico Programable (CEP) determinado como Control Logix SIL, Constituido por una red de control Net, con redundancia en comunicación y redundancia en entradas y salidas remotas.

Este es el equipo central del Sistema de Detección de Gas, pues en él se encuentran configuradas todas las instrucciones necesarias para llevar a cabo el monitoreo de gas y la configuración del accionamiento de las alarmas en base a las condiciones establecidas para tal fin. Así mismo en el CEP convergen todas las señales del sistema: señales de entrada y de salida hacia los dispositivos de campo como detectores y alarmas, administra los enlaces de comunicación hacia sistemas de monitoreo desde donde el usuario puede interactuar con el Sistema de Detección de Gas, mediante una interfaz gráfica clara e intuitiva.

Semáforo (Alarmas Visibles y Alarma Audible)

Para dar aviso en forma audible y visual de un riesgo presentado en cualquier momento, se tendrá el uso de luces de emergencia y un altavoz.

Como semáforo se tiene en conjunto de 3 luces (verde, ámbar y roja) y una alarma audible (bocina), que se encuentran ubicados en el área de operadores (1 semáforo tipo torreta) y 2 montados en pedestal ubicados en área.

Las luces de emergencia estarán instaladas en forma de semáforo en posición vertical y/o horizontal, y estarán presentadas en colores Verde, Rojo y Ámbar para diferenciar el riesgo respectivamente, de acuerdo con lo siguiente:

- Luz Verde Continua: Condición Normal
- Luz Roja Intermitente: alta-alta concentración de gas combustible, confirmación de flama, evacuación.
- Luz Amarilla Intermitente: alta concentración de gas combustible Para una detección de gas generada por la activación de un detector de gas combustible, se tendrá dos alarmas, una pre-alarma de detección de gas que está comprendida en el rango de 20% LEL a 39% LEL, la segunda alarma está comprendida de 40% LEL en adelante, para una alta concentración de gas combustible.

En caso de una confirmación de pre-alarma (alarma 1), se activará una luz ámbar, seguido de una alarma audible con el tono de fuga de gas combustible que estarán presente en los 3 en los semáforos con los que cuenta el sistema de detección de gas,

en el caso de activación de la alarma 2 para una alta concentración de gas combustible se mantendrá la luz ámbar, aunado a esto se activará la luz roja seguido una alarma audible con el tono de evacuación.

El sistema de gas y fuego además de contar con detectores de gas combustible, cuenta con detectores de flama, que, en caso de una alarma por confirmación de fuego, se desactiva la luz verde y se activará la luz roja seguido de una alarma audible con el tono de evacuación.

En caso de una activación las estaciones manuales de alarma que se encuentran instalados en los semáforos de campo, se desactivarán las luces verdes de los semáforos y se activarán las luces rojas seguido de una alarma audible con el tono de evacuación, indicativo de algún evento en campo.

Para la condición normal general se tendrá la activación de luz verde, en forma constante.

Proyecto del sistema contraincendios

Ahora bien, derivado de la reconfiguración que se realizará en la Batería de separación Cuichapa II se tiene el proyecto de la construcción de un sistema fijo de contraincendios mediante los dispositivos de Rociadores abiertos, cámaras formadoras de espuma, y sistema de diluvio que actuarán en conjunto con el sistema de detección y alarma (existente en la batería de separación Cuichapa II) para mitigar los posibles efectos adversos que resultan de una condición fuera de control.

Se instalará un Loop Perimetral Subterráneo, monitores e hidrantes exteriores y válvulas de seccionamiento, localizadas estratégicamente para aislar partes del sistema, así como deben permitir el aislamiento cuando se realicen trabajos de mantenimiento.

Se interconectará con las bombas de servicio contra incendio, a su vez proveerá agua a cada uno de los manifold de válvulas, ubicados estratégicamente dentro de la planta.

Tubería subterránea y accesorios: Tubería de Polietileno de Alta Densidad (HDPE) 4710 SRD9 Clase 200.(Plano - J-164-LIFT-PCI-PL-005 Plano de Planta Loop Perimetral Subterráneo Batería de Separación Cuichapa 2).

Criterios de diseño: El diseño está de acuerdo con NFPA 24 Standard For The Installation of Private Fire Service Mains and Theirs Appurtenances.

Los hidrantes y gabinetes de manguera se instalarán para proteger el perímetro de la planta con sistemas contra incendio a base de "Hidrantes" que se conformarán de dos tipos y gabinetes a continuación de muestran:

- Hidrantes exteriores con monitor
- Hidrantes exteriores tipo industrial
- Gabinetes Exteriores

Los hidrantes antes mencionados se encuentran interconectados con el loop perimetral subterráneo de la planta.

Todos los componentes utilizados en las estaciones de mangueras contarán con aprobación como UL y/o FM.

Tubería: Tubería de A.C. ASTM A-53 Gr B cédula 40 para todos los diámetros (Plano J-164-LIFT-PCI-PL-005 Plano de Planta Loop Perimetral Subterráneo Batería De Separación Cuichapa 2).

Criterios de diseño: Los hidrantes se realizó el diseño de acuerdo con base en la NFPA 24. Standard For The Installation of Private Fire Service Mains and Theirs Appurtenances.

La ubicación de cada uno de los Hidrantes está dada por la cobertura y estratégicamente de las mangueras que será de 30 metros.

Hidrantes exteriores con monitor: los componentes del sistema son los siguientes.

- Boquilla para monitor de bronce, entrada hembra fija de 2½" cuerda NHT.
- Monitor de tipo universal de conexión bridada de 4"Ø y salida de 2½" NHT.
- Reducción concéntrica soldable de 6" x 4".
- Válvula de compuerta OS&Y bridado de 6".
- Bridas welding neck de 6".
- Dos salidas con válvula de compuerta entrada 2 ½" NPT x salida macho 2 1½" NST.

Hidrante exterior tipo industrial: los componentes del sistema son los siguientes.

- Hidrante de diámetro de 6" de tubería con dos salidas con válvula de compuerta entrada 2 ½" NPT x salida macho 2 1½" NST.

Gabinetes exteriores: los componentes del sistema son los siguientes.

- Gabinete exterior para manguera, fabricado de lámina calibre 18, acabado color rojo bermellón.
- Dos Boquillas de neblina tres pasos de bronce, entrada hembra fija de 2½" cuerda NST.
- Boquilla de neblina tres pasos de bronce, entrada hembra fija de 1½" cuerda NST.
- Dos Mangueras de incendio 1½" x 15 m. con coples de bronce cuerda NST, construida con doble jacket.
- Manguera de incendio 2½" x 30 m. con coples de bronce cuerda NST, construida con doble jacket.
- Llave universal para cople de 2½" en bronce.
- Llave universal para cople de ½" en bronce.
- Cople de 2½" x 1½" Ø en acabado Bronce cuerda NST.

Sistemas de diluvio: Se instalarán sistemas de diluvio para la protección contra incendio de diferentes equipos dentro de la planta, a continuación, se muestran:

- Tanques verticales y manifold de válvulas de gas
- tanques horizontales
- bombas centrifugas

Los sistemas antes mencionados se encuentran interconectados con el manifold de válvulas.

Todos los componentes utilizados en los sistemas de diluvio contarán con aprobación como UL y/o FM.

Operación del sistema:

La activación del sistema se realizará por medio de actuación eléctrica.

Cuando el detector de gas y fuego (Instalado por otros) sea activado, éste enviará una señal a través del sistema de Gas y Fuego. El tablero de Control recibirá la señal y a través de la lógica de previamente programada enviará la señal de activación a la válvula solenoide para que la válvula de diluvio se active.

Una vez abierta la válvula de diluvio el agua pasa a través de las tuberías hasta llegar a las boquillas abiertas. De igual forma el agua llega al switch de presión de alarma que activa la señal de incendio, con el cual se notifica y confirma la activación del sistema de diluvio, sea activado por medios manuales o automáticos.

Interfaces con otros sistemas: Los sistemas de diluvio tienen relación con el sistema de Gas y Fuego.

Manifold contra incendio:

- Se instalará un alimentador principal (Manifold) de 6"Ø con tubería de acero, que se conectará al anillo principal subterráneo de 8"Ø.
- Se instalan tres alimentaciones (Riser) de cada uno de los sistemas de diluvio.
- Manifold incluye: Filtro tipo canastilla bridado UL Y/O FM, accesorios y válvula de compuerta bridada OS&YUL/FM.

Sistema de diluvio con espumogeno AFFF al 3%, equipos existentes y ampliación

Se instalarán sistemas de Diluvio con Espumógeno AFFF al 3% para la protección contra incendio de diferentes equipos existentes y ampliación dentro de la planta, a continuación, se muestran:

- AMPLIACIÓN COBERTIZO DE BOMBAS

Los sistemas antes mencionados se encuentran interconectados con el manifold de válvulas agua-espuma.

Todos los componentes utilizados en los sistemas de diluvio con solución agua-espuma contarán con aprobación como UL y/o FM.

Operación del sistema:

La activación del sistema se realizará por medio de actuación eléctrica.

Cuando el detector de gas y fuego sea activado se enviará una señal al tablero de control. El tablero de Control, a través de la lógica previamente programada, enviará la señal de activación a la válvula solenoide para que se abra y despresurice el diafragma de la cámara de la válvula de diluvio.

Una vez activado el sistema, el agua pasará a través de la tubería de alimentación de 6"Ø (como única fuente de alimentación externa) al tanque de Membrana Vertical Pre montado, el agua afuera de la membrana desplazará gradualmente el concentrado de espuma, haciendo que ésta colapse hasta que el suministro se acabe. La espuma saldrá

por la tubería que está conectada al proporcionado, donde se hará la mezcla de agua-espuma.

Una vez abierta la válvula de diluvio del sistema el agua-espuma pasa a través de las tuberías hasta llegar a la cámara de espuma; la cámara de espuma contará con un sello de vapor el cual será desplazado con la misma presión de suministro de agua-espuma lo que permitirá el paso de la solución a tanque, de igual forma el agua espuma llega al switch de presión de alarma que activa la señal de incendio, con el cual se notifica y confirma la activación del sistema de diluvio, sea por medios manuales o automático. Interfaces con otros sistemas: Los sistemas de diluvio tienen relación con el sistema de gas y fuego.

Manifold contra incendio agua-espuma

Componentes del sistema:

- Se instalará un alimentador principal de agua-espuma (Manifold) de 6"Ø con tubería de acero, que se conectará al anillo principal subterráneo 8"Ø.
- Se instalarán tres alimentaciones (Riser) de cada uno de los sistemas de diluvio agua-espuma.
- Manifold incluye: Filtro tipo canastilla bridado UL Y/O FM, accesorios y válvula de compuerta bridada OS&Y UL/FM, válvula check ranurada UL/FM, tanque de vejiga pre-montado con una capacidad de 330 gal de almacenamiento de espuma al 3% UL Y/O FM y un proporcionador lineal (Venturi de 6" Ø).

Ampliación cobertizo de bombas

Se instalará un sistema de Diluvio agua-espuma para la siguiente área: Ampliación Cobertizo de Bombeo de crudo. La protección se proveerá debajo de las superficies del cobertizo de bombas (J-164-LIFT-PCI-PL-010 Plano de Planta Ampliación Cobertizo de Bombas de Aceite API 27).

Criterios de diseño: Para el cobertizo se realiza el diseño de acuerdo con NFPA 16 Standard for the Installation of Foam- Water Sprinkler and Foam Water Spray Fixed Systems, apartado 7.2.2.1 indica una densidad de no menor a (0.16 gpm/ft²) y apartado 7.2.2.2.1 sobre el área de diseño total debe ser de 5000 ft² (465 m²) de solución agua espuma.

El tiempo de descarga para la solución espuma deberá ser por un periodo de 10 minutos con base al apartado 7.2.3. Duración de la descarga.

Componentes del sistema:

A) Cobertizo de Bombas:

- Se instalará una alimentación principal (Riser) de 4"Ø con tubería de acero, nivel de 3.58 m, con diámetro de 4" Ø de tubería principal y diámetro 1 1/2"Ø de tubería de los ramales, protegiendo a las bombas que se encuentran por debajo de cobertizo.
- Se instalará rociadores abiertos, conexión 3/4" NTP, factor K: 8.0 (115.2) y acabado en cera.
- Alimentación principal (Riser) incluye: válvula de diluvio de actuación eléctrica, switch supervisor para válvula OS&Y, válvula de compuerta bridada OS&Y, válvula solenoide.

Toma siamesa

Se instala una toma siamesa en el acceso principal de la planta, con Tubería de A.C. ASTM A-53 Gr B cédula 40 para todos los diámetros.

Permitirá la conexión con los equipos del departamento de bomberos de la localidad para el abastecimiento de agua loop principal subterránea del sistema.

Criterios de diseño: La toma siamesa se realizó el diseño de acuerdo con base en la NFPA 24. Standard For The Installation of Private Fire Service Mains and Theirs Appurtenances.

Componentes del sistema

- Toma siamesa entrada 4" Ø NPT y dos Salidas de 2 1/2" Ø NSH.
- Válvula check ranurada 4".

Cuarto de bombas

El proyecto contará con un cuarto para el equipo de bombeo de agua para el servicio contra incendio con dimensiones de 7.49m largo x 6.97m ancho y 3.40m altura, contra con una bomba de Motor de Diesel, una Bomba con Motor Eléctrico y una Bomba

Jockey, Tableros de Control, Tanque de Diesel, Tubería y Accesorios para su correcto funcionamiento, especificada de acuerdo con NFPA 20 y con aprobación de UL/FM.

La obra civil del cuarto de bombas, cimentaciones de las bombas y dique de contención deberá ser suministrada por el usuario.

La alimentación eléctrica deberá ser suministrada por subestación principal y deberá ser suministrada por el usuario. (Plano J-64-LIFT-PCI-PL-001 Plano de Planta Cuarto de Bombas Sistema Contra Incendio).

Componentes del sistema:

- Se instalará una succión de 8" Ø y descarga de 6"Ø de tubería de acero para las bombas, la descarga se conectará con el loop principal subterráneo con un diámetro de 8"Ø.
- Cuarto de bombas incluye: válvula de compuerta bridada OS&Y, válvula de mariposa tipo wafer bridadas, tubería y conexiones de línea piloto de cobre y válvulas check.
- El cuarto de bombas cuenta con su propio sistema de rociadores.

Criterios de diseño: Las bombas contra incendio se realizará el diseño de acuerdo con base en la NFPA 20. Standard for the Installation of Stationary Pumps for Fire Protection.

Bomba diésel

Bomba centrífuga horizontal a motor a diésel de 1500 GPM @ 125 PSI, tipo carcasa bipartida, especificada de acuerdo con NFPA 20 y con aprobación de UL/FM, la bomba debe ser especificaciones ambientes marino.

Incluye: Base de acero estructural, sistema de enfriamiento, juego de baterías con rack y cables, conector de escape flexible, silenciador grado comercial, juego de manómetros para succión y descarga, válvula automática de alivio de aire y medidor de flujo Venturi, tablero de control y tanque de combustible sin patas, cono de desperdicio y válvula principal de alivio de presión.

Bomba eléctrica

Bomba centrífuga horizontal a motor a eléctrico de 1500 GPM @ 125 PSI, tipo carcasa bipartida, especificada de acuerdo con NFPA 20 y con aprobación de UL/FM, la bomba debe ser especificaciones ambientes marino.

Incluye: Base de acero Estructural, reducción excéntrica, juego de manómetros para succión y descarga, válvula automática de alivio de aire, válvula de alivio de la carcasa y tablero de control.

Bomba jockey

Bomba de presurización ("Jockey") accionada por motor eléctrico con tablero de control. Componentes del sistema:

- Se instalará una succión y descarga de 1 1/4"Ø de tubería de acero para la bomba.
- Incluye: válvulas de globo, válvulas check.

Tanque de almacenamiento de agua

El proyecto contará con un tanque vertical atornillable de almacenamiento de agua para el servicio contra incendio con dimensiones 7.972 m de diámetro y 12.283 m de altura, con una capacidad nominal de agua de 161,958 gal (613 m³) y basado en una capacidad utilizable de 155,247 gal (588 m³) especificada de acuerdo con NFPA 22 y con aprobación de UL/FM. (Plano J-64-LIFT-PCI-PL-001 Plano de Planta Cuarto de Bombas Sistema Contra Incendio.

Criterios de diseño: Las bombas contra incendio se realiza el diseño de acuerdo con base en la NFPA 22. Standard for Water Tanks for Private Fire Protection.

5.8.2 MEDIDAS PREVENTIVAS

Como medida preventiva en el proyecto de la construcción de un oleoducto de 6"Ø x 20.974Km (tubería flexible), de la Planta Deshidratadora Cuichapa a interconexión en CCC Palomas y un gasoducto de 6"Ø x 15.765 Km (tubería de acero al carbono), de la Planta de Tratamiento de Gas Cuichapa a interconexión con el Sistema Sistrangas, los ductos será enterrados durante toda su trayectoria.

Oleoducto

Oleoducto para transporte de aceite mediano estabilizado de calidad comercial (contenido máximo de 0.5% de agua, de sal máximo de 50 lb/1000 bbl, máxima PVR de 6.5 psia). Este será construido con tubería de 6" de diámetro nominal con una longitud de 20.97 km, a base de poliestireno extruido de alta densidad un refuerzo de filamento industrial de poliéster y cubierta de polietileno extruido de alta densidad conforme a la norma API 15S con una presión máxima de operación de 80 kg/cm² y una temperatura máxima de 40°C.

El sistema contará con una bomba reciprocante de respaldo para garantizar la operación del sistema con redundancia y flexibilidad operativa. El oleoducto contará con trampas de envío y recepción de diablos para trabajos de mantenimiento e inspección de la línea. El oleoducto contará con la instalación de válvulas de seccionamiento por medidas ambientales y/o de seguridad.

El material del oleoducto de 6" DN seleccionado es a base de un revestimiento de polietileno extruido de alta densidad, con refuerzo de filamento industrial de poliéster y cubierta de polietileno extruido de alta densidad conforme a la norma API 15S, para una presión de operación y temperatura de hasta 1,500 psig y 665°C diseñada, marca Safdal.

Para la tubería metálica superficial dentro de las instalaciones, se considera un espesor de corrosión permisible de 1.6 mm (0.0625 in), de acuerdo con la especificación de tuberías correspondiente.

La tubería metálica superficial fuera de las instalaciones tales como cruces de caminos, válvulas de seccionamiento se considera un espesor de corrosión permisible de 3.18 mm (0.125 in) por requerimiento del proyecto.

El tipo de tubería del oleoducto (bajo tierra) es tubería no metálica y se considera un espesor de 22 mm (0.87 in) correspondientes a la especificación del proveedor.

Sistemas de desfuegos: Los desfuegos de las trampas de envío/recepción, filtros, así como tomas de muestras, se conducirán a drenes locales y a localizaciones seguras. No se considera sistema de quemado de relevos.

En el oleoducto de la Planta Deshidratadora Cuichapa en la batería de separación Cuichapa II a la interconexión con el oleoducto de 36" Nudo Cárdenas-CCC Palomas,

derivado de su trayectoria ya definida y de acuerdo con la norma ASME B31.4 Sección 434.15.2 y DACG de ductos se instalarán 4 válvulas de seccionamiento de acuerdo con las siguientes localizaciones aproximadas.

Tabla 76. Válvulas de seccionamiento Oleoducto

Descripción	Nombre	Ubicación (km) y/o coordenadas UTM	Diámetro (in)	Presión normal de operación (kg/cm ²)	Tipo de especificación	Sistema de control
Válvula de seccionamiento N.1 (MLV-100)	Cruce horizontal N.1 entrada carretera federal	X: 361291.71 Y: 1990825.55	6	80-17	API 6D	N/A
Válvula de seccionamiento N.2 (MLV-200)	Cruce horizontal N.1 salida vía férrea	X: 361266.41 Y: 1991153.90	6	80-17	API 6D	N/A
Válvula de seccionamiento N.3 (MLV-300)	Cruce horizontal N.2 autopista entrada	X: 362228.33 Y: 1998591.46	6	80-17	API 6D	N/A
Válvula de seccionamiento N.4 (MLV-400)	Cruce horizontal N.2 autopista entrada	X: 362262.1 Y: 1998698.93	6	80-17	API 6D	N/A

Gasoducto

El proyecto en general consiste en la elaboración de la ingeniería básica y de detalle, procura y construcción de un gasoducto de 6" DN x 15.72 km, para el transporte de gas de calidad, proveniente de la Planta de Tratamiento de Gas Cuichapa, así como la trampa de envío y recibo de dispositivos de limpieza, para su mantenimiento. Toda la infraestructura deberá ser protegida en el exterior con un recubrimiento anticorrosivo, según aplique.

El gasoducto incluirá 2 válvulas de seccionamiento en donde sea requerido cumpliendo con la NOM- 007-ASEA-2016. Las válvulas de seccionamiento se instalan por razones de seguridad del mismo sistema y del entorno, y ubican en cruces direccionales del gasoducto para limitar el riesgo y daño del ducto.

Tabla 77. Válvulas de seccionamiento Gasoducto

Descripción	Nombre	Ubicación (km) y/o coordenadas UTM	Diámetro (in)	Presión normal de operación (kg/cm ²)	Tipo de especificación	Sistema de control
Válvula de seccionamiento N.1 (MLV-500)	Cruce horizontal N.1 entrada carretera federal	X. 361290.72 Y: 1990825.45	6	76-70	API 6D	N/A
Válvula de seccionamiento N.2 (MLV-600)	Cruce horizontal N.2 salida vía férrea	X: 361265.41 Y: 1991153.98	6	76-70	API 6D	N/A

El sistema de transporte de gas cuenta con un compresor reciprocante existente de respaldo para garantizar redundancia y flexibilidad de operación al sistema. Trampas de envío y recepción de diablos están localizadas al inicio y destino del gasoducto para mantenimiento e inspección de este mismo. Válvulas de seccionamiento son consideradas a ser instaladas en puntos estratégicos para medidas de seguridad y ambientales.

La tubería será de acero especial API 5L X52 fabricada de acuerdo con la norma API 5L última edición.

Tolerancia a la corrosión: Para la tubería metálica del gasoducto API 5L X52 y la tubería aérea ASTM A106 Gr. B es considerado en un espesor adicional por desgaste natural o corrosión de 3.18 mm (0.125 in).

La finalidad de la protección catódica es inhibir la corrosión de las instalaciones. El gasoducto debe contar con un sistema de protección catódica diseñado de acuerdo con la norma NACE RP 0169-2013 (Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems).

Sistema de desfogue: Los desfogues de las trampas de envío/recepción, filtros, así como tomas de muestras, se conducirán a drenes locales y a localizaciones seguras. No se considera sistema de quemado de relevos.

El proyecto da cumplimiento a la siguiente normatividad:

NOM-003-ASEA-2016. Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos.
 NOM-006-ASEA-2017, relativa a especificaciones y criterios técnicos y de seguridad

industrial, operativa y de protección al ambiente aplicable a instalaciones terrestres de almacenamiento de petrolíferos y petróleo.

NOM-007-ASEA-2016. Transporte de gas natural, etano y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos.

NOM-009-ASEA-2017 Administración de la integridad de ductos de recolección, transporte y distribución de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos.

NOM-001-SECRE-2010. Especificaciones del gas natural.

NOM-008-SCFI-2002. Sistema general de unidades de medida.

NOM-093-SCFI-1994. Válvulas de Relevo de Presión (seguridad, seguridad-alivio y alivio) operadas por resorte y piloto.

NOM-014-SCFI-1997. Medidores de desplazamiento positivo tipo diafragma para Gas Natural o Gas L.P.

DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican.

Ambientales

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

NOM-117-SEMARNAT-2006. Especificaciones de protección ambiental durante la instalación, mantenimiento mayor y abandono de los sistemas de conducción de hidrocarburos y petroquímicos líquidos y gaseosos por ducto que se realicen en derechos de vías existentes, ubicados en zonas agrícolas, ganaderas y eriales.

NOM-129-SEMARNAT-2006. Redes de distribución de gas natural.

NOM-001-ASEA-2019, Que establece los criterios para clasificar a los Residuos de Manejo Especial del Sector Hidrocarburos y determinar cuáles están sujetos a Plan de Manejo; el listado de los mismos, así como los elementos para la formulación y gestión de los Planes de Manejo de Residuos Peligrosos y de Manejo Especial del Sector Hidrocarburos.

Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los lineamientos para el requerimiento mínimo de los seguros que deberán contratar los regulados que realicen las actividades de transporte, almacenamiento, distribución, compresión, descompresión, licuefacción, regasificación o expendio al público de hidrocarburos o petrolíferos.

DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los lineamientos para la gestión integral de los Residuos de Manejo Especial del Sector Hidrocarburos Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos

NOM-133-SEMARNAT-2015, Protección ambiental-Bifenilos Policlorados (BPCs)-Especificaciones de manejo

Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente

Reglamento de la Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental.

Reglamento de la ley general del equilibrio ecológico y la protección al ambiente en materia de prevención y control de la contaminación de la atmósfera

Ley de Aguas Nacionales

DISPOSICIONES Administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la elaboración de los protocolos de respuesta a emergencias en las actividades del Sector Hidrocarburos.

DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los lineamientos para el requerimiento mínimo de los seguros que deberán contratar los regulados que realicen las actividades de transporte, almacenamiento, distribución, compresión, descompresión, licuefacción, regasificación o expendio al público de hidrocarburos o petrolíferos

DISPOSICIONES administrativas de carácter general en materia de medición aplicables a la actividad de almacenamiento de petróleo, petrolíferos y petroquímicos

Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos

Reglamento de la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos

Seguridad

NORMA Oficial Mexicana NOM-001-STPS-2008, Edificios, locales, instalaciones y áreas en los centros de trabajo Condiciones de seguridad.

NORMA Oficial Mexicana NOM-004-STPS-1999, Sistemas de protección y dispositivos de seguridad en la maquinaria y equipo que se utilice en los centros de trabajo.

NORMA Oficial Mexicana NOM-002-STPS-2010, Condiciones de seguridad-Prevención y protección contra incendios en los centros de trabajo.

NORMA Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones Eléctricas

NORMA Oficial Mexicana NOM-029-STPS-2011, Mantenimiento de las instalaciones eléctricas en los centros de trabajo-Condiciones de seguridad

NORMA Oficial Mexicana NOM-005-STPS-1998, Relativa a las condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo para el manejo, transporte y almacenamiento de sustancias químicas peligrosas

NORMA Oficial Mexicana NOM-010-STPS-2014, Agentes químicos contaminantes del ambiente laboral- Reconocimiento, evaluación y control.

NORMA Oficial Mexicana NOM-018-STPS-2015, Sistema armonizado para la identificación y comunicación de peligros y riesgos por sustancias químicas peligrosas en los centros de trabajo.

NORMA Oficial Mexicana NOM-028-STPS-2012, Sistema para la administración del trabajo-Seguridad en los procesos y equipos críticos que manejen sustancias químicas peligrosas.

NORMA Oficial Mexicana NOM-009-STPS-2011, Condiciones de seguridad para realizar trabajos en altura.

NORMA Oficial Mexicana NOM-011-STPS-2001, Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se genere ruido.

NORMA Oficial Mexicana NOM-025-STPS-2008, Condiciones de iluminación en los centros de trabajo

NORMA Oficial Mexicana NOM-017-STPS-2008, Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo.

NORMA Oficial Mexicana NOM-019-STPS-2011, Constitución, integración, organización y funcionamiento de las comisiones de seguridad e higiene

NORMA Oficial Mexicana NOM-022-STPS-2015, Electricidad estática en los centros de trabajo-Condiciones de seguridad

NORMA Oficial Mexicana NOM-026-STPS-2008, Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías

NORMA Oficial Mexicana NOM-030-STPS-2009, Servicios preventivos de seguridad y salud en el trabajo-Funciones y actividades. Establecer las funciones y actividades que deberán realizar los servicios preventivos de seguridad y salud en el trabajo para prevenir accidentes y enfermedades de trabajo

NORMA Oficial Mexicana NOM-033-STPS-2015, Condiciones de seguridad para realizar trabajos en espacios confinados

NORMA Oficial Mexicana NOM-035-STPS-2018, Factores de riesgo psicosocial en el trabajo-Identificación, análisis y prevención.

NORMA Oficial Mexicana NOM-036-1-STPS-2018, Factores de riesgo ergonómico en el Trabajo-Identificación, análisis, prevención y control. Parte 1: Manejo manual de cargas.

Dentro de la normatividad e instituciones Internacionales aplicables se encuentran los siguientes:

International Electrotechnical Commission (IEC).

Organización Internacional para la Estandarización (ISO).

Unión Internacional de Telecomunicaciones (ITU).

Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME).

- American Society of Mechanical Engineers (ASME Boiler and Pressure Vessel Code).
- ASME Performance Test Codes: PTC.
- ASME PTC19.5 Interim Supplement on Instruments and Apparatus.
- ASME B31.1 Power Piping.
- ASME B31.8 Gas Transmission and Distribution Systems.

Instituto Nacional de Estándares Americanos (ANSI).

- American National Standards for Piping, Pipe Flanges, Fittings and Valves.
- ANSI B serie 18: Square Hex Bolts and Screws Inch series including Hexcap screws and Lag screws.
- ANSI C2 Tables From The National Electrical Safety Code.
- ANSI serie C50 Synchronous Generators, synchronous motors, and synchronous machines in general.
- ANSI serie C62: Surge arresters.
- ANSI C84.1 Electric Power Systems and Equipment Voltage ratings 60 Hz.
- ANSI/NEMA MG-1: Motors and Generators.
- ANSI serie MC 96: Temperature Measurement Thermocouples.
- ANSI serie Z55: Gray Finishes for Industrial Apparatus and Equipment.

Otros Códigos Americanos:

- American Concrete Institute- Building Code Requirements for Reinforced Concrete (ACI-318).
- Specifications for Structural Concrete for Building (ACI-301).
- American Institute of Steel Construction- Load and Resistance Factor Design Specifications for Structural Steel Buildings (AISC).
- American Iron and Steel Institute (AISI).
- Air Moving and Conditioning Association (AMCA).
- American Petroleum Institute (API).
- American Welding Society (AWS) Structural Welding Code (AWS D1.1).
- Factory Manual (FM).
- Flow Control Institute (FCI).
- Fluid Sealing Association (FSA).
- Heat Exchange Institute (HEI) y su addendum.
- Hydraulics Institute Standards (HIS).
- ANSI/HI Pump Standards.
- Illuminating Engineering Society (IES).
- Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).
- Insulated Cable Engineers Association (ICEA)-if not covered by the National Electrical Code (NEC).
- Instrument Society of America (ISA).
- Occupational Safety and Health Administration (OSHA).
- Manufacturers Standardization Society (MSS) .
- National Association of Corrosion Engineers (NACE).
- Manufacturers Standardization Society (MSS).
- National Fire Protection Association (NFPA)- National Fire Codes.
- Pipe Fabrication Institute (PFI) Standards.
- Thermal Insulation Manufacturers Association (TIMA).
- American Institute of Steel Construction (AISC). Load and resistance Factor Design – Specifications for Structural Steel Buildings (LRFD).
- American National Standards Institute: ANSI.
- American Society of Civil Engineers ASCE 07/10.

5.8.3 RECOMENDACIONES TÉCNICO-OPERATIVAS

Tabla 78. Recomendaciones de la identificación de peligros y Escenarios de riesgos

No.	Recomendación	Identificación del nodo, sistema, o km	Elemento del SASISOPA asociado a la Recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo ALARP
				No.	Descripción		
Recomendaciones HAZID							
1	Asegurar que las instalaciones civiles consideren la erosión producida por la crecida de los ríos y su cambio de cauce ocasionado por climas externos.	Peligros naturales.	Aspectos ambientales.	1.1, 1.4	Clima extremo, Erosión pluvial.	Coordinador IPM/Ingeniero de Ductos	Medio
2	Verificar que las instalaciones de envío y recibo de productos transportados en el sistema de ductos cuentan con pararrayos.	Peligros naturales.	Control de actividades y procesos.	1.2	Relámpagos.	Ingeniero de Ductos	Bajo
3	Realizar recorridos de inspección a lo largo de la trayectoria de los ductos con la finalidad de identificar posibles daños en caso de presentarse algún sismo en el área de Cuichapa.	Peligros naturales.	Monitoreo, Verificación y Evaluación.	1.3	Actividad sísmica.	Ingeniero de Ductos	Medio
4	Colocar camisas en los ductos enterrados que crucen carreteras, vías férreas y caminos.	Peligros naturales.	Control de actividades y procesos.	1.6	Hundimientos.	Ingeniero de Ductos	Medio
5	Elaborar Protocolo de Respuesta a Emergencias.	Peligros del proceso de transporte de hidrocarburos.	Requisitos legales.	2.1, 2.2, 2.3, 5.1, 5.2, 5.3, 5.4, 5.5	Descargas de gas hacia la atmósfera. Vertidos hacia el agua. Vertidos hacia el suelo. Desmonte y despalle Izaje de materiales Uso de sustancia inflamables para colocación de protección anticorrosiva.	Coordinador SASISOPA	Alto

No.	Recomendación	Identificación del nodo, sistema, o km	Elemento del SASISOPA asociado a la Recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo ALARP
				No.	Descripción		
					Corte y soldadura de tubería de acero. Excavaciones.		
6	Elaborar Evaluación de Impacto Social del sitio donde se realizará el proyecto.	Peligros del proceso de transporte de hidrocarburos	Requisitos legales.	2.4	Ubicación y distribución.	Coordinador IPM/ Coordinador SASISOPA/Supervisor Ambiental	Bajo
7	Contar con dictamen de la ingeniería de detalle del sistema de ductos.	Peligros del proceso de transporte de hidrocarburos. Peligros de diseño y fabricación.	Requisitos legales.	2.5, 4.1, 4.2, 4.3	Desviación de las condiciones operativas. Selección inadecuada del material y espesor de tubería y componentes. Selección inadecuada de protección catódica. Selección inadecuada de recubrimiento externo.	Coordinador IPM	Medio
8	Realizar recorridos de inspección a lo largo de la trayectoria de los ductos con la finalidad de identificar posibles alteraciones en el sistema de ductos.	Peligros externos Peligros de diseño y fabricación.	Monitoreo, Verificación y Evaluación	3.1, 3.2	Sabotaje. Vandalismo.	Ingeniero de Ductos	Medio
9	Contratar a personal certificado para la inspección de soldadura.	Peligros de diseño y fabricación.	Competencia, capacitación y entrenamiento.	4.5	Defectos en soldaduras.	Compras Técnicas/IPM	Medio
10	Contratar soldadores certificados para la aplicación de soldadura específica a cada ducto.	Peligros de diseño y fabricación.	Competencia, capacitación y entrenamiento.	4.5	Defectos en soldaduras.	Compras Técnicas/IPM	Medio
Recomendaciones ¿Qué pasa sí?							
1	Contar con un sistema de monitoreo y control de presión y flujo para el gasoducto.	Gasoducto de 6" Ø X 15.765 km.	Control de actividades y procesos.	1.1, 3.1,	Válvula de seccionamiento cerrada.	IPM	Medio

No.	Recomendación	Identificación del nodo, sistema, o km	Elemento del SASISOPA asociado a la Recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo ALARP
				No.	Descripción		
					Error Humano en la operación de válvulas de bloqueo.		
2	Revisar periódicamente la calibración de la instrumentación.	Gasoducto de 6" Ø X 15.765 km. Oleoducto de 6" Ø X 20.974Km.	Control de actividades y procesos.	1.1, 11.1	Válvula de seccionamiento cerrada.	Ingeniero de Medición	Medio
3	Ejercer una supervisión detallada durante la construcción, con énfasis en la aplicación de las pruebas de fuga y hermeticidad.	Gasoducto de 6" Ø X 15.765 km. Oleoducto de 6" Ø X 20.974Km.	Monitoreo, Verificación y Evaluación.	1.1, 11.1	Válvula de seccionamiento cerrada.	Ingeniero de Ductos	Medio
4	Llevar a cabo recorridos de inspección a lo largo del sistema de ductos con la finalidad de detectar anomalías en el ducto.	Gasoducto de 6" Ø X 15.765 km. Oleoducto de 6" Ø X 20.974Km.	Monitoreo, Verificación y Evaluación.	1.1, 2.1, 3.1, 6.1, 8.1, 11.1, 12.1, 13.1, 15.1, 17.1,	Válvula de seccionamiento cerrada. Error Humano en la operación de válvulas de bloqueo. Sabotaje. Golpe por maniobras realizadas sobre la línea en la salida o llegada del ducto.	Ingeniero de Ductos	Medio
5	Aplicar procedimientos de emergencia en caso de fuga de gas en la línea y coordinarse con entidades federales, estatales, municipales, civiles, públicas y privadas.	Gasoducto de 6" Ø X 15.765 km.	Preparación y a respuesta emergencias.	1.1, 6.1	Válvula de seccionamiento cerrada. Sabotaje.	Coordinador SASISOPA	Medio
6	Elaborar el programa de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo a los sistemas de control de presión de envío que se entrega el aceite.	Gasoducto de 6" Ø X 15.765 km. Oleoducto de 6" Ø X 20.974Km.	Integridad mecánica.	1.1, 11.1	Válvula de seccionamiento cerrada.	Ingeniero de Mantenimiento	Medio
7	Elaborar el programa de mantenimiento	Gasoducto de 6" Ø X 15.765 km.	Integridad mecánica.	1.1, 11.1	Válvula de seccionamiento cerrada.	Ingeniero de Mantenimiento	Medio

No.	Recomendación	Identificación del nodo, sistema, o km	Elemento del SASISOPA asociado a la Recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo ALARP
				No.	Descripción		
	predictivo, preventivo a válvulas.	Oleoducto de 6" Ø X 20.974Km.					
8	Elaborar Protocolo de Respuesta a Emergencias.	Gasoducto de 6" Ø X 15.765 km. Oleoducto de 6" Ø X 20.974Km.	Requisitos legales.	1.1, 2.2, 3.2, 3.3, 8.2, 8.3, 8.4, 12.2, 13.2, 13.3, 15.1, 15.2, 17.2, 17.3, 17.4	Error humano en la operación de válvulas de bloqueo. Sabotaje. Pérdida de contención del ducto de gas. Fenómenos naturales (inundaciones, tormentas eléctricas, terremotos, granizadas). Eventos no controlados como un golpe a la línea por maquinaria pesada o vehículos externos. Pérdida de contención del aceite.	Coordinador SASISOPA	Medio
9	Mantener en resguardo las instalaciones donde existan válvulas e instrumentos con bardas perimetrales y puertas con candados para evitar que personas extrañas manipulen las instalaciones.	Gasoducto de 6" Ø X 15.765 km. Oleoducto de 6" Ø X 20.974Km.	Control de actividades y procesos.	1.2, 3.1, 8.1, 11.2, 13.1, 17.1	Cierre inadvertido de válvulas de bloqueo en la llegada del ducto. Error Humano en la operación de válvulas de bloqueo. Golpe por maniobras realizadas sobre la línea en la salida o llegada del ducto. Cierre inadvertido de válvulas de bloqueo en la	Coordinador SASISOPA	Medio

No.	Recomendación	Identificación del nodo, sistema, o km	Elemento del SASISOPA asociado a la Recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo ALARP
				No.	Descripción		
					llegada del aceite		
10	Elaborar programa de corrida de diablos de limpieza de tubería de gas.	Gasoducto de 6" Ø X 15.765 km. Oleoducto de 6" Ø X 20.974Km.	Integridad mecánica.	1.3, 11.3,	Formación de columpios de líquidos derivados del perfil topográfico del ducto. Incrustaciones internas o arrastre de sólidos.	Ingeniero de Ductos	
11	Verificar que el personal que realice las corridas de diablos cuente con las certificaciones correspondientes.	Gasoducto de 6" Ø X 15.765 km. Oleoducto de 6" Ø X 20.974Km.	Competencia, capacitación y entrenamiento.	1.3, 11.4	Formación de columpios de líquidos derivados del perfil topográfico del ducto.	Ingeniero de Ductos	Medio
12	Dar a conocer a la población aledaña a las instalaciones del proyecto de los riesgos a los que se exponen en caso de construir o realizar actividades sobre el derecho de vía de la línea.	Gasoducto de 6" Ø X 15.765 km. Oleoducto de 6" Ø X 20.974Km.	Mecanismos de comunicación, difusión y consulta.	2.2, 3.3, 12.2, 13.3	Sabotaje.	Coordinador SASISOPA	Medio
13	Elaborar programa de mantenimiento del gasoducto.	Gasoducto de 6" Ø X 15.765 km.	Integridad mecánica.	7.1	Falta de mantenimiento.	Ingeniero de Mantenimiento	
14	Elaborar programa de corrida de diablos de limpieza e inspección.	Gasoducto de 6" Ø X 15.765 km.	Integridad mecánica.	7.1	Falta de mantenimiento.	Ingeniero de Mantenimiento/Ingeniero de Ductos	Medio
15	Instalación de señalamientos a todo lo largo del trazo de la línea, con énfasis particular en instalaciones de origen.	Gasoducto de 6" Ø X 15.765 Oleoducto de 6" Ø X 20.974Km.	Integridad mecánica.	8.1, 17.1	Golpe por maniobras realizadas sobre la línea en la salida o llegada del ducto.	Coordinador SASISOPA	Medio
16	Verificar que la ingeniería de detalle aprobada para construcción considere los derechos de vía establecidos por la autoridad en cada tramo del sistema de ductos.	Gasoducto de 6" Ø X 15.765 km. Oleoducto de 6" Ø X 20.974Km.	Monitoreo, Verificación y Evaluación.	8.5, 17.5	Construcción no autorizada sobre el derecho de vía de la línea.	Coordinador IPM/Ingeniero de Ductos	Medio
17	Realizar el estudio de flexibilidad de la tubería.	Gasoducto de 6" Ø X 15.765 km.	Integridad mecánica.	9.1, 9.2, 9.4	Falla de materiales (elongación).	Coordinador IPM/Ingeniero de Ductos	Medio

No.	Recomendación	Identificación del nodo, sistema, o km	Elemento del SASISOPA asociado a la Recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo ALARP
				No.	Descripción		
					Condiciones climáticas adversas. Vibración en el ducto.		
18	Contar con un sistema de monitoreo y control de presión y flujo para el oleoducto.	Oleoducto de 6" Ø X 20.974Km	Control de actividades y procesos.	11.1, 13.1	Válvula de seccionamiento cerrada. Error Humano en la operación de válvulas de bloqueo.	IPM	Medio
19	Aplicar procedimientos de emergencia en caso de un derrame de aceite en la línea y coordinarse con entidades federales, estatales, municipales, civiles, públicas y privadas.	Oleoducto de 6" Ø X 20.974Km.	Preparación y respuesta a emergencias.	11.1, 15.1	Válvula de seccionamiento cerrada. Sabotaje.	Coordinador SASISOPA	Medio
20	Evaluar la probabilidad la adición de químicos para eliminar incrustaciones en el ducto.	Oleoducto de 6" Ø X 20.974Km.	Integridad mecánica.	11.3	Incrustaciones internas o de arrastre de sólidos.	Coordinador IPM/Ingeniero de Ductos	Medio
21	Instalar alarma de alta presión a la descarga de las bombas de descarga de aceite.	Oleoducto de 6" Ø X 20.974Km.	Control de actividades y procesos.	11.4	Formación de columpios de líquidos derivados del perfil topográfico del ducto.	Ingeniero de Mantenimiento/Ingeniero de Ductos	Medio
22	Elaborar programa de corrida de diablos de limpieza del oleoducto.	Oleoducto de 6" Ø X 20.974Km.	Integridad mecánica.	11.4	Formación de columpios de líquidos derivados del perfil topográfico del ducto.	Ingeniero de Mantenimiento/Ingeniero de Ductos	Medio

Tabla 79. Programa para la implementación de las recomendaciones

Recomendaciones por implementar				Fecha de periodo para su implementación
No.	Nivel de Riesgo	Recomendación	Responsable	
HAZID				
1	Medio	Asegurar que las instalaciones civiles consideren la erosión producida por la crecida de los ríos y su cambio de cauce ocasionado por climas externos	Coordinador IPM/Ingeniero de Ductos	Febrero-2023
2	Bajo	Verificar que las instalaciones de envío y recibo de productos transportados en el sistema de ductos cuenten con pararrayos.	Ingeniero de Ductos	Febrero-2023
3	Medio	Realizar recorridos de inspección a lo largo de la trayectoria de los ductos con la finalidad de identificar posibles daños en caso de presentarse algún sismo en el área de Cuichapa.	Ingeniero de Ductos	Continua
4	Medio	Colocar camisas en los ductos enterrados que crucen carreteras, vías férreas y caminos	Ingeniero de Ductos	Febrero-2023
5	Alto	Elaborar Protocolo de Respuesta a Emergencias	Coordinador SASISOPA	Febrero-2023
6	Bajo	Elaborar Evaluación de Impacto Social del sitio donde se realizará el proyecto.	Coordinador IPM/ Coordinador SASISOPA/Supervisor Ambiental	Febrero-2023
7	Medio	Contar con dictamen de la ingeniería de detalle del sistema de ductos.	Coordinador IPM	Febrero-2023
8	Medio	Realizar recorridos de inspección a lo largo de la trayectoria de los ductos con la finalidad de identificar posibles alteraciones en el sistema de ductos.	Ingeniero de Ductos	Continua
9	Medio	Contratar a personal certificado para la inspección de soldadura.	Compras Técnicas/IPM	Febrero-2023
10	Medio	Contratar soldadores certificados para la aplicación de soldadura específica a cada ducto.	Compras Técnicas/IPM	Febrero-2023
¿Qué pasa si?				
1	Medio	Contar con un sistema de monitoreo y control de presión y flujo para el gasoducto.	IPM	Febrero-2023
2	Medio	Revisar periódicamente la calibración de la instrumentación.	Ingeniero de Medición	Cada 3 meses
3	Medio	Ejercer una supervisión	Ingeniero de Ductos	Febrero-2023

Recomendaciones por implementar				Fecha de periodo para su implementación
No.	Nivel de Riesgo	Recomendación	Responsable	
		detallada durante la construcción, con énfasis en la aplicación de las pruebas de fuga y hermeticidad.		
4	Medio	Llevar a cabo recorridos de inspección a lo largo del sistema de ductos con la finalidad de detectar anomalías en el ducto.	Ingeniero de Ductos	Continúa
5	Medio	Aplicar procedimientos de emergencia en caso de fuga de gas en la línea y coordinarse con entidades federales, estatales, municipales, civiles, públicas y privadas.	Coordinador SASISOPA	Continúa
6	Medio	Elaborar el programa de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo a los sistemas de control de presión de envío que se entrega el aceite.	Ingeniero de Mantenimiento	Abril-2023
7	Medio	Elaborar el programa de mantenimiento predictivo, preventivo a válvulas.	Ingeniero de Mantenimiento	Abril-2023
8	Medio	Elaborar Protocolo de Respuesta a Emergencias	Coordinador SASISOPA	Noviembre-2021
9	Medio	Mantener en resguardo las instalaciones donde existan válvulas e instrumentos con bardas perimetrales y puertas con candados para evitar que personas extrañas manipulen las instalaciones.	Coordinador SASISOPA	Continúa
10	Medio	Elaborar programa de corrida de diablos de limpieza de tubería de gas.	Ingeniero de Ductos	Febrero-2023
11	Medio	Verificar que el personal que realice las corridas de diablos cuenten con las certificaciones correspondientes.	Ingeniero de Ductos	Continúa
12	Medio	Dar a conocer a la población aledaña a las instalaciones del proyecto de los riesgos a los que se exponen en caso de construir o realizar actividades sobre el derecho de vía de la línea.	Coordinador SASISOPA	Continúa
13	Medio	Elaborar programa de mantenimiento del gasoducto	Ingeniero de Mantenimiento	Febrero-2023
14	Medio	Elaborar programa de corrida de diablos de	Ingeniero de Mantenimiento/Ingeniero de	Febrero-2023

Recomendaciones por implementar				Fecha de periodo para su implementación
No.	Nivel de Riesgo	Recomendación	Responsable	
		limpieza e inspección	Ductos	
15	Medio	Instalación de señalamientos a todo lo largo del trazo de la línea, con énfasis particular en instalaciones de origen.	Coordinador SASISOPA	Abril-2023
16	Medio	Verificar que la ingeniería de detalle aprobada para construcción considere los derechos de vía establecidos por la autoridad en cada tramo del sistema de ductos.	Coordinador IPM/Ingeniero de Ductos	Febrero-2023
17	Medio	Realizar el estudio de flexibilidad de la tubería	Coordinador IPM/Ingeniero de Ductos	Febrero-2023
18	Medio	Contar con un sistema de monitoreo y control de presión y flujo para el oleoducto.	IPM	Febrero-2023
19	Medio	Aplicar procedimientos de emergencia en caso de un derrame de aceite en la línea y coordinarse con entidades federales, estatales, municipales, civiles, públicas y privadas.	Coordinador SASISOPA	Continúa
20	Medio	Evaluar la probabilidad la adición de químicos para eliminar incrustaciones en el ducto.	Coordinador IPM/Ingeniero de Ductos	Febrero-2023
21	Medio	Instalar alarma de alta presión a la descarga de las bombas de descarga de aceite.	Ingeniero de Mantenimiento/Ingeniero de Ductos	Febrero-2023
22	Medio	Elaborar programa de corrida de diablos de limpieza del oleoducto.	Ingeniero de Mantenimiento/Ingeniero de Ductos	Febrero-2023

5.9 CONCLUSIONES

Considerando los Sistemas de Seguridad, Diagramas esquemáticos, Diagramas de tubería e Instrumentación (DTI's) y Planos de Localización General (PLG's) del proyecto **OLEODUCTO DE 6" Ø X 20.974 KM Y GASODUCTO DE 6" Ø X 15.765 KM (Ver Anexo 6)**, se llevó a cabo el Análisis de riesgo de proceso, realizando la identificación y cuantificación de los riesgos mayores, así como de la evaluación de la magnitud de los riesgos, considerando además el entorno donde se localizará el proyecto.

Este análisis hace mención a que este documento contempla la asignación de frecuencias de ocurrencia de eventos iniciadores en base a la experiencia operativa y criterios de expertos en la materia, por otro lado, la toma de decisión de reducción del riesgo de cada capa de protección se centra en detecciones de desviaciones en el proceso por el operador y/o fallas de instrumentos, asimismo y como soporte, se identificó y dio crédito a los diferentes elementos que cuenta el proyecto en estudio en base a la ingeniería desarrollada y a los diferentes sistemas con que cuenta.

Los escenarios operativos se seleccionaron considerando los peligros identificados mediante el análisis Hazid y ¿Que Pasa sí? durante las reuniones efectuadas por el grupo multidisciplinario de trabajo, en la cual se observó que los riesgos mayores, son la pérdida de contención del gasoducto y del oleoducto, por causas como válvulas de seccionamiento cerradas, por error humano, por sabotaje, por eventos no controlados y por condiciones climatológicas adversas de los cuales se analizaron en esta etapa para determinar la afectación al personal, al medio ambiente y a la instalación mediante simulaciones en el software SCRI (Ver **Anexo 3**).

Durante el desarrollo de la simulación que se realiza, el programa SCRI determina una zona de amenaza, mostrando una o más áreas en las que un peligro de toxicidad, inflamabilidad, radiación térmica, o daños por sobrepresión puede exceder los niveles clave de preocupación y suponen una amenaza para las personas y bienes.

En su presentación SCRI muestra las zonas de amenaza en rojo, ámbar y amarillo. La amenaza zona roja representa el peor peligro de daño a equipos, la zona ámbar la de alto riesgo y amarillo la zona de amortiguamiento.

En nuestro caso y dado el alcance del presente documento se alimentaron datos al modelo para determinar las zonas críticas de riesgo a equipos, zonas de riesgo y de amortiguamiento, tal y como se solicita en la Guía para elaboración de Análisis de Riesgos del sector hidrocarburos de ASEA.

Las zonas de afectación resultante de la modelación del SCRI, son representadas gráficamente por elaboración propia, utilizando mapas geográficos (Imagen Satelital de Bing) de esta forma se puede analizar la amenaza en función de puntos interés específicos para conocer los peligros a que están expuestos (tales como escuelas, centros de reunión y hospitales, etc.) en y alrededor de las zonas de amenaza, se mostrará la amenaza en un punto, ya sea como un gráfico o como texto. Por ejemplo, si usted decide ver la amenaza en un punto para un escenario de dispersión de gases tóxicos, se mostrará un gráfico que muestra las concentraciones químicas interiores y exteriores previstas en el lugar durante la primera hora después del lanzamiento.

Los gráficos presentados en el presente apartado son ilustrativos, se cuenta con las fotos satelitales a escala adecuada, impresas en tamaño doble carta donde se puede apreciar los diagramas de pétalos indicando los radios de afectación como zona de amortiguamiento y de alto riesgo (Ver **Anexo 4** Planos diagramas de pétalos).

Los niveles de radiación térmica, (también conocidos como flujos de radiación térmica) se miden y expresan en unidades de potencia por unidad de área, del elemento que recibe la energía. Sin embargo, debido a que el daño o la lesión sostenida por el objeto receptor es una función de la duración de la exposición, así como del nivel, la dosis de radiación térmica nos concierne también. Esta dosis se determina al combinar los niveles de radiación con los tiempos de exposición y se expresan en unidades de energía por unidad de tiempo, por unidad de área de superficie receptora.

La zona de seguridad se define entonces a partir de la distancia a la cual se tienen valores de radiación térmica por debajo de los 1.4 kW/m^2 , para el caso de incendio la zona de peligros se definió de acuerdo a la distancia afectada por nivel de radiación térmica de 5.0 kW/m^2 y la zona para causar daños a equipos de proceso; colapso de estructuras y 100% de mortalidad en 1 minuto por nivel de radiación térmica es de 12.5 kW/m^2 . Para definir las zonas de seguridad se considera el daño probable que pueda generar el riesgo, determinando las distancias de afectación y señalando de esta forma las áreas más seguras, de acuerdo a las siguientes consideraciones.

Si llegara a presentarse el peor escenario, un incendio de tipo Jet Fire, se esperaría una afectación al personal que se encuentre expuesto, al activo, al medio ambiente y a la operación por el incendio provocado por una ruptura total del ducto, ya que los radios de afectación abarcan algunas áreas de las instalaciones de la batería de separación Cuichapa II y la estación de compresión Cuichapa ya que el radio de afectación de daño a equipos es de 110.83 con una radiación de 12.5 kW/m^2 el de alto riesgo es de 172.06

con una radiación de 5 kW/m^2 y el radio de zona de amortiguamiento de 316.61 con una radiación de 5 kW/m^2 .

La combustión de los petrolíferos también traerá consigo la emanación de humos contaminantes a la atmósfera, lo que afectaría la calidad del aire de la zona.

En cuanto a asentamientos humanos, se estima que, en los eventos modelados, los daños serían mínimos o nulos, pues la villa más cercana se ubica fuera de los radios de afectación, sin embargo, sí puede afectar al personal que labora en las instalaciones.

Como se puede apreciar en las imágenes incluidas en el **Anexo 4** Planos diagramas de pétalos, los radios de afectación obtenidos en los eventos de incendios tipo, Jet Fire, Pool Fire y sobrepresión.

Dado que el hidrocarburo que se pretende manejar de acuerdo a la cromatografía realizada en el balance de materia de la ingeniería no contiene ácido sulfhídrico (H_2S) por lo que no se considera evaluación de valores de toxicidad por esta sustancia. (ver **Anexo 5**)

Así mismo la trayectoria del ducto está enterrada y solo se consideran cuatro cruces de arroyos que están de manera aérea en las cuales la tubería está expuesta, así como donde se tiene las 4 válvulas de seccionamiento del oleoducto y las 2 de gasoducto las cuales se operan de manera manual en caso de algún evento o mantenimiento requerido.

Como medida mitigadora para los eventos modelados, para el gasoducto y oleoducto se cuentan con Válvula PSV'S, en las diferentes áreas se cuenta con extintores de 9 kg PQS, CO_2 , de carretilla de 68 kg, hidrantes huecos, sistema de alarmas sonoras, sistema de videovigilancia y sistema de alarma de gas fuego en la instalación de la batería de separación Cuichapa II.

Finalmente, la correcta capacitación del personal y el constante mantenimiento preventivo y correctivo servirán para minimizar las probabilidades de ocurrencia de cualquier evento de riesgo en el área.

En caso de incendio en el oleoducto a la salida de la batería, se cuenta con un sistema fijo contra incendios la cual cubrirá los diferentes puntos de riesgo de incendio.

La batería cuenta con barda perimetral, la cual también ayudaría en caso de presentarse un evento de los antes mencionados, para mitigar los impactos al interior.

El diseño de una instalación nunca puede ser absolutamente seguro, completamente a prueba de errores humanos. La complejidad de las operaciones a llevar a cabo, la enorme variedad de condiciones de trabajo, la adaptación a las condiciones de las materias primas y el siempre posible acontecimiento de un fallo no previsto son factores que hacen de la correcta operación un factor tan importante como el diseño inicial.

No se puede asegurar que una instalación bien diseñada con la mejor tecnología existente no pueda sufrir un accidente grave debido a un fallo, o condiciones naturales, a un control insuficiente sobre las modificaciones o procedimientos de mantenimientos inadecuados, etc.

Como parte de lo anterior y con el objetivo de mantener el grado de riesgo en niveles de aceptabilidad, como alcance de este documento es necesario el llevar a cabo la aplicación de recomendaciones generales durante la etapa operación y con esto poder administrar el nivel de riesgo identificado para las actividades del equipo de perforación.

5.10 RESUMEN EJECUTIVO

Visualizar en el **Anexo 9**.