

SUB-RAMAL DE INTERCONEXIÓN DE 4 KM EN PUERTO LIBERTAD

MPL TRANSPORTATION HOLDINGS, S. DE R.L. DE C.V.

ESTUDIO DE RIESGO
MODALIDAD DUCTOS TERRESTRES

ENERO, 2019

Contenido

I. ESCENARIOS DE LOS RIESGOS AMBIENTALES RELACIONADOS CON EL PROYECTO	3
I.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE	3
I.1.1 Estación de medición EM-001.....	6
I.1.2 Gasoducto de 4 km.....	12
I.1.3 Estación de Medición, Regulación y Control EMRYC-001/002.....	14
I.2 BASES DE DISEÑO	21
I.2.1 Normas utilizadas en el proyecto.....	21
I.2.2 Procedimientos de certificación de materiales empleados	24
I.2.3 Límites de tolerancia a la corrosión	27
I.2.4 Recubrimientos a emplear.....	27
I.2.5 Ubicación de válvulas de seguridad, corte, seccionamiento, venteo, control	28
I.2.6 Infraestructura requerida	30
I.2.7 Especificaciones, Trazo y perfil del ducto	30
I.3 HOJAS DE SEGURIDAD	49
I.4 CONDICIONES DE OPERACIÓN	52
I.4.1 Operación.....	52
I.4.2 Pruebas de verificación	59
I.5 PROCEDIMIENTOS Y MEDIDAS DE SEGURIDAD.....	60
I.6 ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS.....	83
1.6.1 Antecedentes de accidentes e incidentes.....	83
I.6.2 Metodologías de identificación y jerarquización	89
II. DESCRIPCIÓN DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN EN TORNO A LAS INSTALACIONES.....	101
II.1 RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN.....	101
II.1.1. Programa de simulación.....	101
II.1.2. Criterios para definir las zonas de seguridad	101
II.1.3. Condiciones meteorológicas del sitio.....	101
II.1.4. Simulación de escenarios	102
II.2 INTERACCIONES DE RIESGO	111

II.2.1. Interacciones de riesgo	111
II.2.2. Medidas preventivas para la reducción de la ocurrencia de las interacciones de riesgo.	125
II.3 EFECTOS SOBRE EL SISTEMA AMBIENTAL.....	125
III. SEÑALAMIENTO DE LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD Y PREVENTIVAS EN MATERIA AMBIENTAL ..	126
III.1 RECOMENDACIONES TÉCNICO-OPERATIVAS.....	126
III.1.1 Sistemas de seguridad	127
III.1.2 Medidas preventivas	132
IV. RESUMEN	145
IV.1 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL	145
IV.2 RESUMEN DE LA SITUACIÓN GENERAL QUE PRESENTA EL PROYECTO EN MATERIA DE RIESGO AMBIENTAL	146
IV.3 INFORME TÉCNICO.....	146
V. IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS Y ELEMENTOS TÉCNICOS QUE SUSTENTAN LA INFORMACIÓN SEÑALADA EN EL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL	153
V.1 FORMATOS DE PRESENTACIÓN	153
V.1.1 Planos de localización	153

Anexos

- Anexo 1. Planta General y Localización
- Anexo 2. Cruzamientos del gasoducto
- Anexo 3. Hoja de datos de seguridad
- Anexo 4. Diagrama de flujo de proceso
- Anexo 5. Análisis What If
- Anexo 6. Memoria de cálculo de las simulaciones
- Anexo 7. Radios potenciales de afectación
- Anexo 8. Ubicación del equipo contra incendio

I. ESCENARIOS DE LOS RIESGOS AMBIENTALES RELACIONADOS CON EL PROYECTO

I.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

El proyecto será construido para el transporte de gas natural desde el Ramal Puerto Libertad del Gasoducto Sásabe-Guaymas, operado por la empresa Gasoducto de Aguaprieta, S. de R.L. de C.V.; hasta las futuras

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

El gasoducto está diseñado para transportar un flujo normal de operación de 440 MMPCSD y un flujo máximo de 1,250 MMPCSD, con una longitud de 4 km y un diámetro de 36”.

La siguiente imagen muestra la ubicación geográfica del sistema:

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

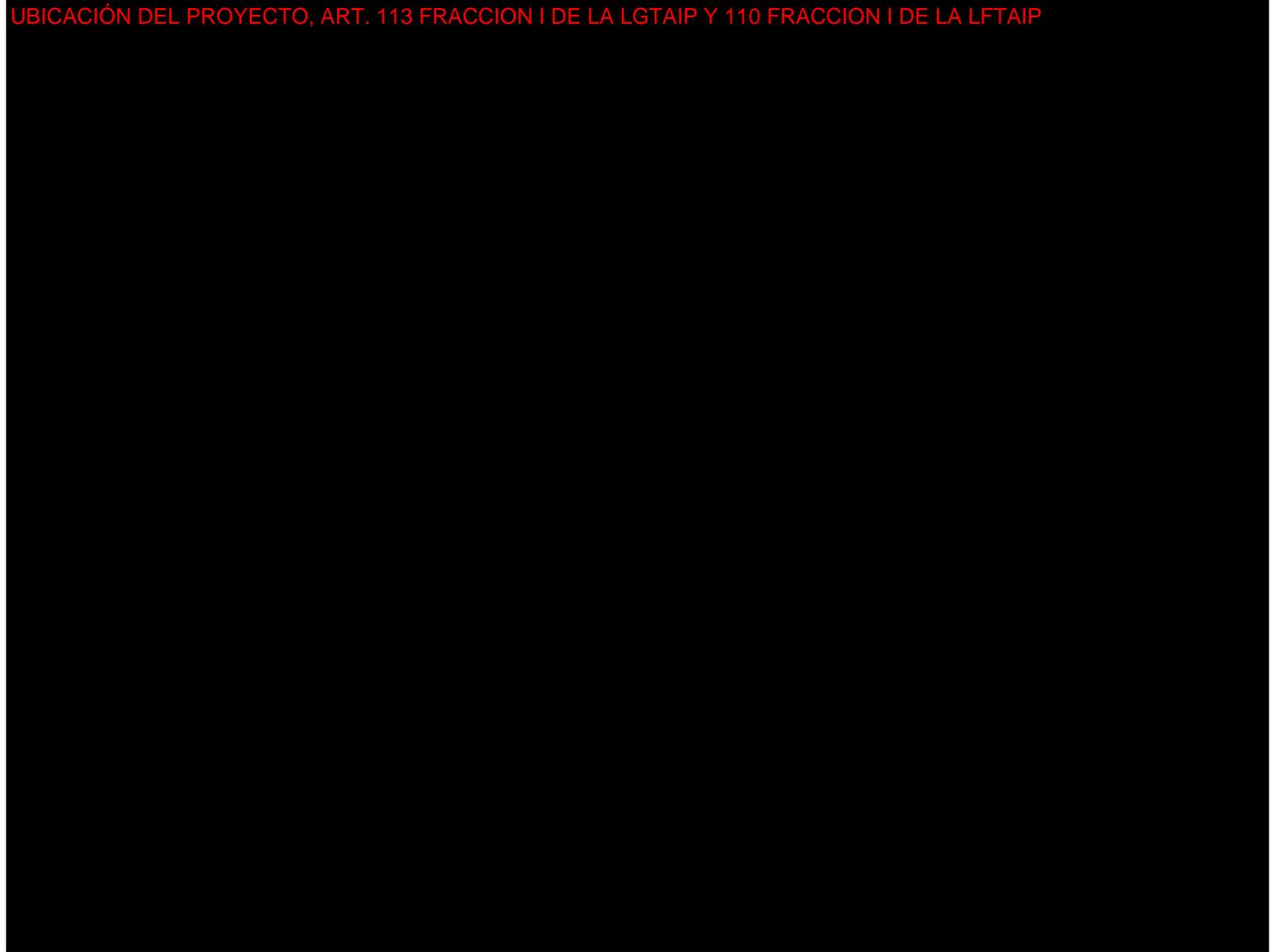


Figura 1. Localización del proyecto

La localización de los puntos de recepción y entrega, se presenta en la siguiente tabla:

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

Las principales instalaciones del proyecto son las siguientes:

- Estación de medición EM-001 (Punto de Recepción)
- Gasoducto de 4 km
- Estación de Medición, Regulación y Control EMRYC-001/002 (Punto de entrega)

Estación de medición EM-001

El gasoducto de 4 km se interconecta con la Derivación Puerto Libertad del Gasoducto Sásabe-Guaymas; en el km 17+040. Para propósitos de identificación este punto se toma como referencia del inicio del ducto (km 0+000). En esta sección está localizada la unidad de medición (EM-001), el filtro separador (FS-001) y la trampa de envió de diablos (L-001).

Gasoducto de 4 km

Gasoducto de 36" (914,4 mm) de diámetro exterior con una longitud de 4 km; incluye lanzadores y receptores de diablos, así como 2 válvulas de seccionamiento: una válvula de corte automático de 36" en el inicio del ducto y una válvula de corte automático de 36" a la entrada de la estación del punto de entrega.

Estación de Medición, Regulación y Control EMRYC-001/002

Se localiza en el km 4+000. En esta sección está localizada la trampa de recibo de diablos (R-001), el filtro separador (FS-002), la Estación de Medición, Regulación y Control correspondiente al punto de entrega "Terminal GNL Sonora" (EMRyC-001) y la Estación de Medición, Regulación y Control correspondiente al punto de entrega "Planta de Metanol" (EMRyC-002). Adicionalmente, en esta sección se consideran las preparaciones necesarias para la Estación de Medición, Regulación y Control correspondiente al Futuro Punto de Entrega; así como, el Tanque colector de líquidos T-001, Calentador indirecto H-001 y una válvula de corte automático de 36" a la salida de la estación.

A continuación, describen las instalaciones que conforman el proyecto.

I.1.1 Estación de medición EM-001

El polígono de la estación de medición EM-01 se localizará en las siguientes coordenadas:

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

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

a. Punto de Interconexión a la Derivación Puerto Libertad del Gasoducto Sásabe-Guaymas

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

b. Filtro separador FS-001

El filtro será diseñado de acuerdo con el Código ASME Sección VIII, Div. 1. contará con:

- Válvula de seguridad
- Manómetro
- Termómetro
- Piernas colectoras de condensados
- Indicador de nivel tipo Reflex
- Transmisor de nivel para eliminar liquido
- Indicador de presión diferencial

Condiciones de operación del equipo:

- Presión de diseño: 9,930 kPag (1,440 psig)
- Temperatura de operación: 283.15 – 323.15 K (10 - 50° C)
- Capacidad máxima: 440 MMPCD
- Material: Acero al Carbón

c. Tanque colector de líquidos T-001

Los líquidos que serán recolectados en las piernas colectoras del filtro, serán enviados a un tanque colector de líquidos, el cual será diseñado acorde a Código ASME Sección VIII, Div. 1 y contará con:

- Transmisor de nivel.
- Manómetro.
- Venteo con arrestador de flama.
- Instrumentación para alto nivel y bajo nivel.

Condiciones de operación del equipo:

- Presión de diseño: 689.47 kPag (100 psig)

- Capacidad: 5.26 m³
- Dimensiones: Diámetro: 1.219 m; L T-T: 4.267 m
- Material: Acero al Carbón

Los vaciados serán manuales y contará con un dique para contención de derrames.

d. Unidad de medición EM-001

La alimentación del gas que viene de la Derivación Puerto Libertad, ingresa con una calidad que será validada por la unidad de medición EM-01.

El equipo contará con:

- Medidor de flujo
- Medidor de temperatura
- Medidor de presión

Condiciones de operación del equipo:

- Presión de operación: 5,516 – 8,274 kPag (800 – 1 200 psig)
- Presión de diseño: 9,930 kPag (1,440 psig)
- Capacidad máxima por brazo: 440 MMPCD
- Material: Acero al Carbón

e. Sistema de medición de calidad del gas

Se instalará un sistema de medición de la calidad del gas, con el fin de realizar la transferencia de custodia en el punto de recepción, este sistema incluirá analizadores para monitorear el contenido de humedad, oxígeno, ácido sulfhídrico, azufre total y análisis cromatográfico de gas hasta de C9+, por lo que los siguientes elementos, estarán instalados sobre la línea regular:

- Analizador de azufre total.
- Analizador de humedad.
- Analizador de H₂S.
- Cromatógrafo para gases.
- Accesorios para toma de muestras del tipo insertar/ remover con regulador.

El cromatógrafo de gases tendrá la capacidad de analizar la composición de gas de C1 hasta C9+ , poder calorífico y gravedad específica de la corriente a través de columnas empacadas y detectores de conductividad térmica tipo termistor, el equipo incluye todos los accesorios en acero inoxidable, tanques de gas de arrastre y cilindro de gas patrón con regulador y conexiones. El tiempo de análisis del equipo será de 5 minutos o menos con una repetitividad de $\pm 0,5$ BTU/1000 SCF.

El analizador de humedad estará disponible para determinar la cantidad de humedad del gas de manera directa y cuantitativa, sin interferencia debido a la presencia de H₂S, CO₂ o NH₃ en la corriente de gas, con una repetitividad de 0,2 ppmv ó 1% de la lectura (el mayor de los dos), el flujo de muestra de 750 ml/min a 15 psi, el equipo incluirá el acondicionador de muestra con filtro medidor y válvulas. El analizador cumplirá con el método de prueba establecido en la norma ASTM-D-5454-04 para celdas tipo laser que requiere un mínimo mantenimiento anual, tiene un rango de operación de 0-20 ppmv y una repetitividad de ± 500 ppb, con un sistema de muestreo con los accesorios necesarios para la correcta operación del equipo fabricados en Acero inoxidable 316.

El analizador de oxígeno (O₂) será del tipo continuo en línea, basado en disminución de fluorescencia que requiere un mínimo mantenimiento anual, tiene un rango de operación de 0-100 ppmv, con un límite de detección más bajo de 0.5 ppmv, sin interferencia debido a la presencia de H₂S o cualquier compuesto que incluya azufre. Con un sistema de muestreo con los accesorios necesarios para la correcta operación del equipo. Fabricados en Acero inoxidable 316.

f. Trampa de envió de diablos L-001

En esta estación se localizará la trampa de envió de diablos L-001 de 42"x36" .

La trampa de diablos incluirá:

- Un manómetro
- Indicador de paso del diablo
- Líneas de balance
- Líneas de venteo
- Línea de pateo y drenaje

Condiciones de operación del equipo:

- Dimensiones: 42" x 36"
- Presión de diseño: 9,930 kPa (1,440 psig)

- Material: Acero al Carbón.

A continuación, se presenta el arreglo general de la Estación de medición EM-001.

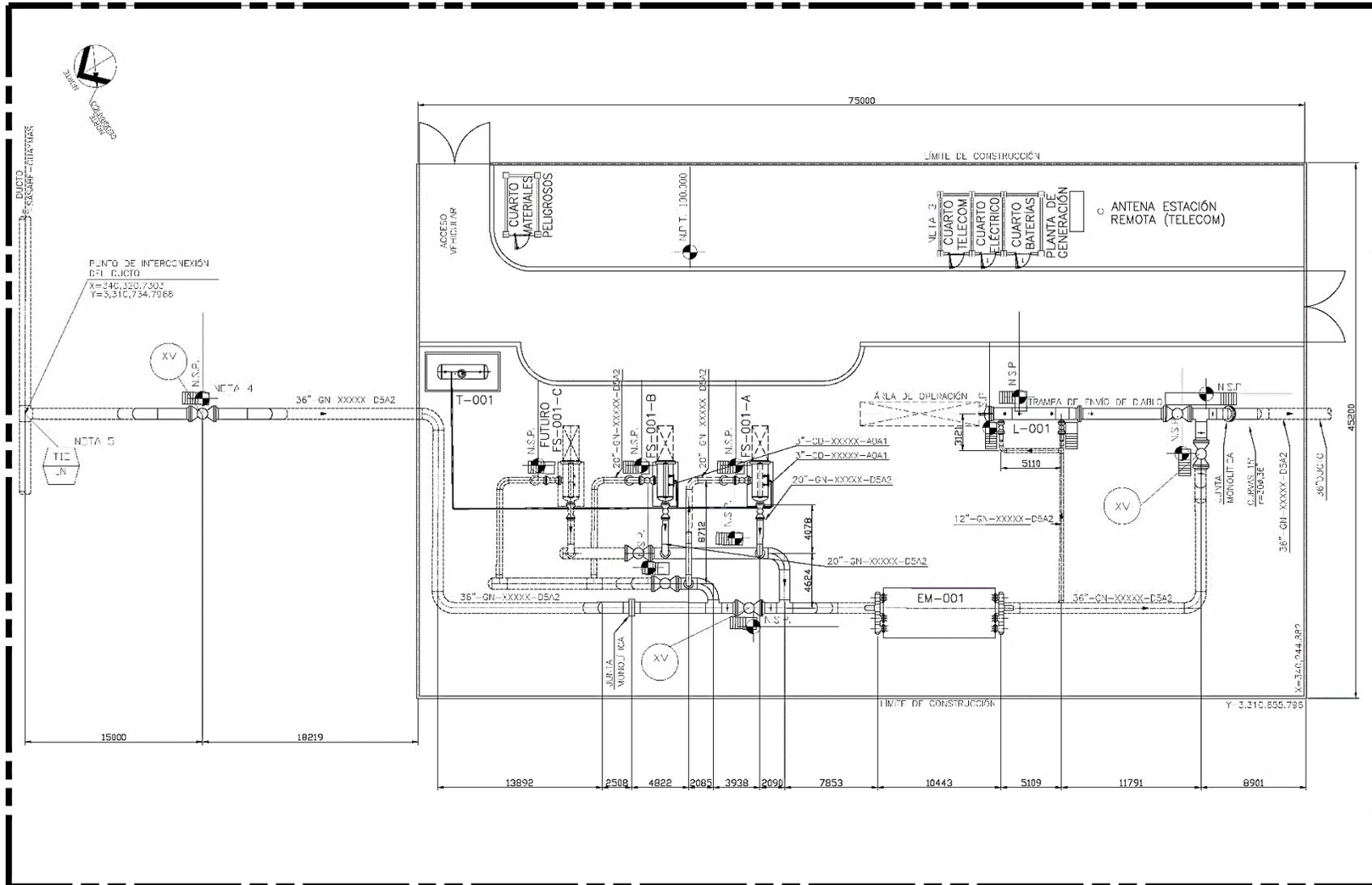


Figura 3. Arreglo general de la Estación de medición EM-001

I.1.2 Gasoducto de 4 km

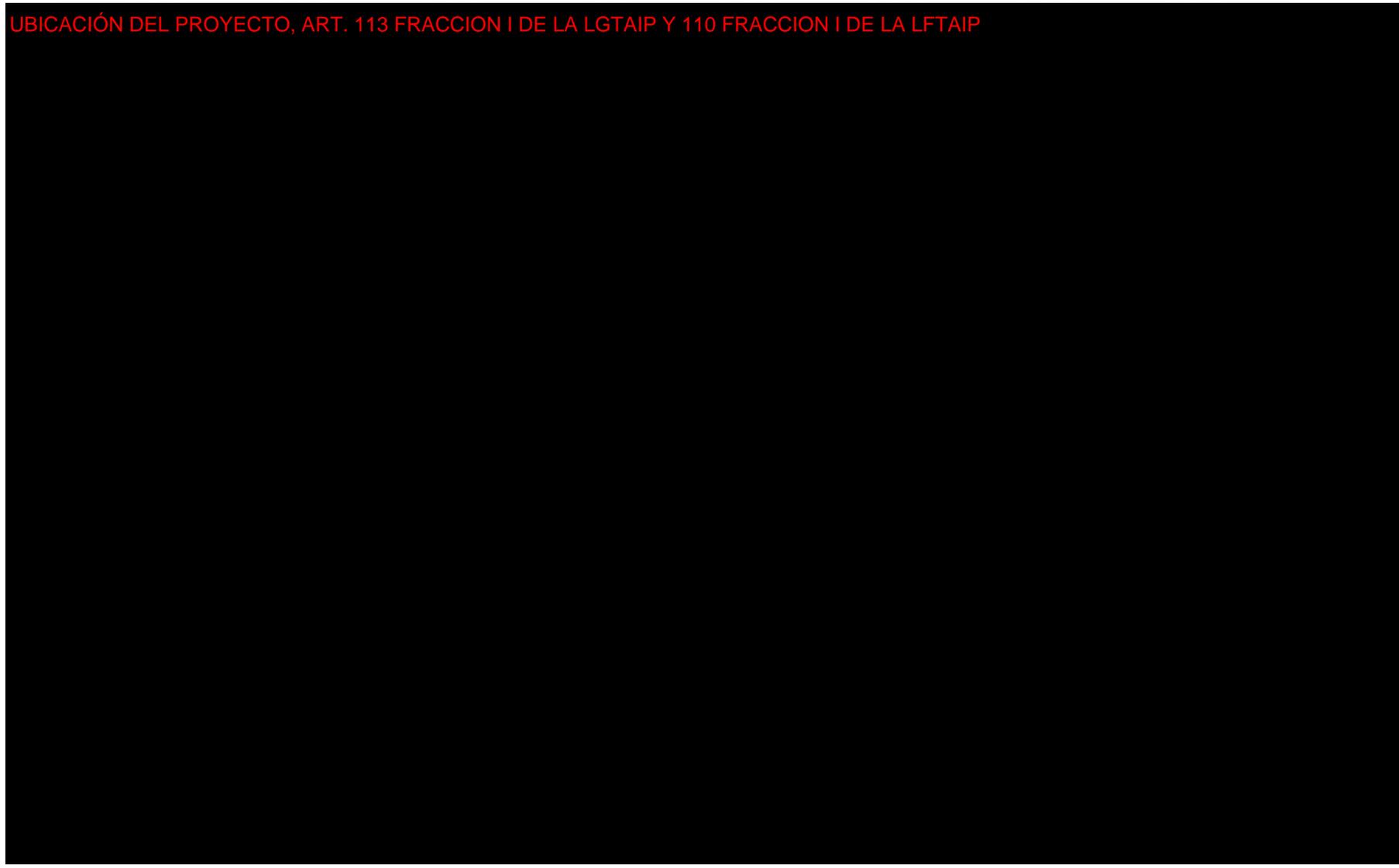
UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP



El gasoducto está diseñado para transportar un flujo normal de operación de 144.21 m³/s (440 MMPCD) y en futuro podrá transportar un máximo de 409.68 m³/s (1,250 MMPCD) dentro de un rango establecido de presiones y temperaturas de recepción y entrega.

En la siguiente figura se muestra el arreglo del Gasoducto de 4 km.

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

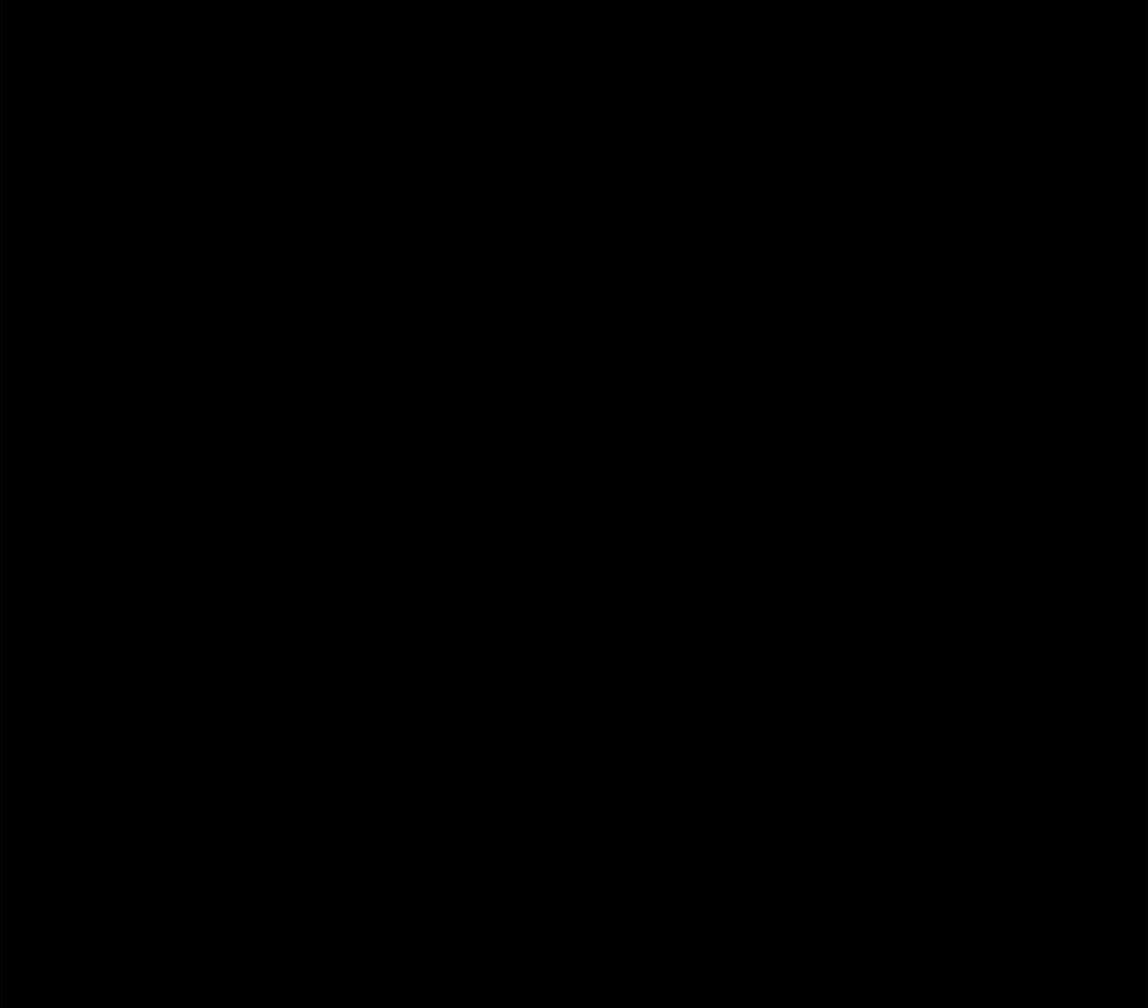


I.1.3 Estación de Medición, Regulación y Control EMRYC-001/002

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

A large black rectangular redaction box covers the majority of the page content below the header and above the second section header.

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

A large black rectangular redaction box covers the majority of the page content below the second section header and above the footer.

En esta estación se localizará la trampa de recibo de diablos R-001 de 42"x36", la cual contará con manómetro, indicador de paso de diablos, líneas de balance, líneas de venteo, líneas de pateo y drenaje.

El gas recibido, pasará por un filtro coalescedor FS-002, con capacidad máxima de 440 MMPCD y presión de diseño de 1,440 psig, cuya función es retener partículas líquidas (99% de gotas de 1.0 micrones y mayores), y sólidas (99% de partículas de 0.3 micrones y mayores). Este filtro contará con un by-pass para propósitos de mantenimiento.

El filtro tendrá una válvula de seguridad que será dimensionada para el escenario más crítico incluyendo el caso de fuego, un manómetro y un termómetro. Asimismo, deberá contar con piernas colectoras de condensado; una en el lado sucio y otra en el lado limpio; teniendo ambas un indicador de nivel del tipo reflex, para observación visual del contenido de la pierna y un transmisor de nivel para eliminar el líquido en forma automática a través de sus válvulas de control de nivel, dicho transmisor enviara señales al sistema de control por alto y bajo nivel y en función de estas las válvulas abrirán o cerraran.

Para propósitos de mantenimiento el filtro contará con un transmisor-indicador de presión diferencial el cual enviara una señal al control para monitorear el funcionamiento del elemento coalescedor filtrante, este iniciara su operación con una caída de presión de 2 psi aproximadamente y será reemplazado cuando el indicador de presión diferencial indique una caída de 10 psi, activando la alarma por alta presión diferencial en el control e indicando de esta forma el cambio de filtro.

El gas de instrumentos requerido por el filtro será tomado y acondicionado del mismo sistema.

El líquido colectado en las dos piernas del filtro será enviado a un tanque cilíndrico horizontal con capacidad de 5.26 m³ y presión de diseño de 100 psig. Este equipo será diseñado de acuerdo con el código ASME Sec. VIII Div. 1, con material de construcción SA-516-70 y ASTM A-36 para los soportes estructurales. Este tendrá un transmisor de nivel para monitorear el nivel de su contenido, un manómetro y un venteo con arrestador de flama. En el sistema de control se tendrá indicación por alto-alto y alto nivel para prever las operaciones de vaciado, que serán manuales. Además, deberá contar con un dique para contención de derrames.

a. Filtro separador FS-002

El filtro será diseñado de acuerdo con el Código ASME Sección VIII, Div. 1. y contará con:

- Válvula de seguridad
- Manómetro
- Termómetro

- Piernas colectoras de condensados
- Indicador de nivel tipo Reflex.
- Transmisor de nivel para eliminar líquido
- Presión diferencial

Condiciones de operación del equipo:

- Presión de diseño: 9,930 kPag (1,440 psig)
- Temperatura de operación: 283.15 – 323.15 K (10 - 50° C)
- Capacidad máxima: 440 MMPCD
- Material: Acero al Carbón
- Internos: Acero Inoxidable

b. Tanque colector de líquidos T-002

Los líquidos que sean recolectados en las piernas colectoras del filtro serán enviados a un tanque colector de líquidos, el cual debe ser diseñado acorde a Código ASME Sección VIII, Div. 1 el cual contará con:

- Transmisor de nivel.
- Manómetro.
- Venteo con arrestrador de flama.
- Instrumentación para alto nivel y bajo nivel.

Condiciones de operación del equipo:

- Presión de diseño: 689.47 kPag (100 psig)
- Capacidad: 5.26 m³
- Dimensiones: Diámetro: 1.219 m; L T-T: 4.267 m
- Material: Acero al Carbón.

c. Unidad de Medición, Regulación y Control, Terminal GNL Sonora, EMRYC-001

La EMRYC de la Terminal GNL Sonora, contará con una capacidad máxima de 330 MMPCD.

Este sistema tendrá un arreglo de 2 x 1 (dos trenes en operación y uno en espera) formado por tres trenes paralelos de medición tipo transferencia de custodia cada uno con capacidad máxima de 165 MMPCD.

En el patín de medición cada tren tendrá un acondicionador de flujo que estará instalado aguas arriba para crear un flujo laminar y de esta manera evitar turbulencia, mejorando la medición, este será fabricado en acero inoxidable 316. El medidor de flujo de gas natural será del tipo ultrasónico con transductores ultrasónicos tipo T-slot extraíbles y re-instalables bajo presión sin sacar la línea de operación y sin recalibración, con cuatro trayectorias ultrasónicas transversales paralelas. El máximo nivel de ruido deberá ser de 60 decibeles.

Aguas abajo del medidor de flujo habrá un transmisor indicador de presión, un transmisor indicador de temperatura ambos enviarán la señal al computador de flujo, un indicador de presión local y un indicador de temperatura local. El sistema de medición tendrá un computador de flujo común para las líneas de medición, además de un HMI para el medidor, localizados en el cuarto de control de la estación Puerto Libertad, a los cuales se envían las señales de presión, temperatura, flujo y los resultados de los análisis de humedad, H₂S y composición del gas. El computador de flujo enviará señales de estas variables al UTR, al CCP del proyecto y al SCADA.

A continuación, habrá un sistema de regulación de presión para entregar el gas a (700 psig), y para propósitos de monitorear su operación habrá un Indicador-Transmisor de Presión y un transmisor de temperatura, ambos enviarán señales por alta y baja presión, y alta y baja temperatura respectivamente al CCP. Al final de la estación se localizará la válvula de corte automática para aislar la estación, la cual contará con indicaciones de estado de abierta ó cerrada, y un control remoto configurado.

Condiciones de operación del equipo:

- Presión de diseño: 9,930 kPag (1,440 psig)
- Capacidad máxima por brazo: 165 MMPCD
- Material: Acero al Carbón.

d. Unidad de Medición, Regulación y Control, Planta de Metanol, EMRYC-002

La EMRYC de la Planta de Metanol, tendrá una capacidad máxima de 110 MMPCD.

Este sistema tendrá un arreglo de 1 x 1 (un tren en operación y uno en espera) formado por dos trenes paralelos de medición tipo transferencia de custodia cada uno con capacidad máxima de 110 MMPCD.

En el patín de medición cada tren tendrá un acondicionador de flujo que se estará instalado aguas arriba para crear un flujo laminar y de esta manera evitar turbulencia, mejorando la medición, este será fabricado en acero inoxidable 316. El medidor de flujo de gas natural será del tipo ultrasónico con transductores ultrasónicos tipo T-slot extraíbles y re-instalables bajo presión sin sacar la línea de operación y sin

recalibración, con cuatro trayectorias ultrasónicas transversales paralelas. El máximo nivel de ruido deberá ser de 60 decibeles.

A continuación, habrá un sistema de regulación de presión para entregar el gas a (700 psig), y para propósitos de monitorear su operación habrá un Indicador-Transmisor de Presión y un transmisor de temperatura, ambos enviarán señales por alta y baja presión, y alta y baja temperatura respectivamente. Al final de la estación se localizará la válvula de corte automática para aislar la estación, la cual contará con indicaciones de estado de abierta ó cerrada, y un control remoto configurado.

Condiciones de operación del equipo:

- Presión de diseño: 9,930 kPag (1,440 psig)
- Capacidad máxima por brazo: 110 MMPCD
- Material: Acero al Carbón.

e. Sistema de análisis de la calidad del gas

Posterior al sistema de filtración, se instalará un sistema de análisis de la calidad del gas, con el fin de conocer la composición del gas en el punto de recepción, este sistema incluirá analizadores para monitorear el contenido de humedad, oxígeno, ácido sulfhídrico, azufre total y análisis cromatográfico de gas hasta de C9+, por lo que los siguientes elementos, estarán instalados sobre la línea regular:

- Analizador de azufre total.
- Analizador de humedad.
- Analizador de H₂S.
- Cromatógrafo para gases.
- Accesorios para toma de muestras del tipo insertar/ remover con regulador.

El cromatógrafo de gases tendrá la capacidad de analizar la composición de gas de C1 hasta C9+, poder calorífico y gravedad específica de la corriente a través de columnas empacadas y detectores de conductividad térmica tipo termistor, el equipo incluye todos los accesorios en acero inoxidable, tanques de gas de arrastre y cilindro de gas patrón con regulador y conexiones. El tiempo de análisis del equipo será de 5 minutos o menos con una repetitividad de $\pm 0,5$ BTU/1000 SCF.

El analizador de humedad estará disponible para determinar la cantidad de humedad del gas de manera directa y cuantitativa, sin interferencia debido a la presencia de H₂S, CO₂ o NH₃ en la corriente de gas, con una repetitividad de 0,2 ppmv ó 1% de la lectura (el mayor de los dos), el flujo de muestra de 750 ml/min

a 15 psi, el equipo incluirá el acondicionador de muestra con filtro medidor y válvulas. El analizador cumplirá con el método de prueba establecido en la norma ASTM-D-5454-04 para celdas tipo laser que requiere un mínimo mantenimiento anual, tiene un rango de operación de 0-20 ppmv y una repetitividad de ± 500 ppb, con un sistema de muestreo con los accesorios necesarios para la correcta operación del equipo fabricados en Acero inoxidable 316.

El analizador de oxígeno (O₂) será del tipo continuo en línea, basado en disminución de fluorescencia que requiere un mínimo mantenimiento anual, tiene un rango de operación de 0-100 ppmv, con un límite de detección más bajo de 0.5 ppmv, sin interferencia debido a la presencia de H₂S o cualquier compuesto que incluya azufre. Con un sistema de muestreo con los accesorios necesarios para la correcta operación del equipo. Fabricados en Acero inoxidable 316.

El Centro de Control Principal (CCP) recibirá también señales de alarma por alta concentración de H₂O, H₂S, O₂ y Azufre Total.

Posteriormente el gas será direccionado a cada patín de EMRYC de cada planta a las cuales serán alimentadas.

f. Sistema de Calentamiento indirecto.

Se considera un equipo de calentamiento indirecto, cuyas características se definirán en la etapa de ingeniería de detalle del proyecto.

A continuación, se presenta el arreglo general de la Estación EMRYC-001/002.

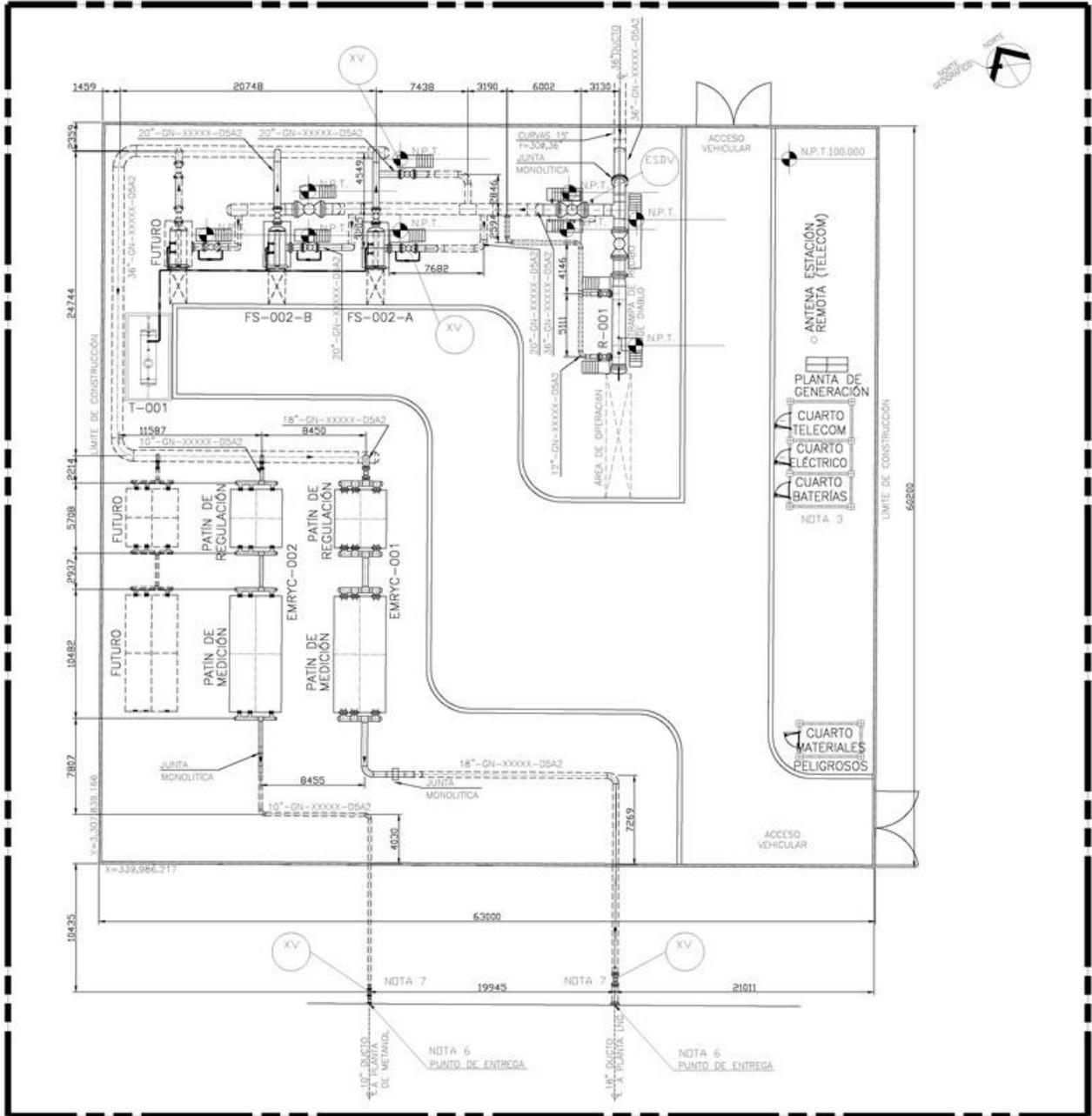


Figura 6. Arreglo general de la Estación EMRYC-001/002

I.2 BASES DE DISEÑO

I.2.1 Normas utilizadas en el proyecto

Todos los equipos, sistemas, instalaciones y obras complementarias que integrarán el proyecto, se diseñarán de acuerdo con la última edición de las normas y códigos nacionales aplicables conforme a la Ley Federal sobre Metrología y Normalización o a falta de éstas, las normas internacionales aplicables.

A continuación, se presenta un listado con los códigos y normas que serán aplicados para el desarrollo del proyecto, con las que se cumplirá durante el desarrollo del diseño y la construcción, pruebas, operación y mantenimiento.

Tabla 4. Normatividad aplicable

Referencia	Descripción
NOM-001-SECRE 2010	Calidad del Gas Natural
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.
NOM-117-SEMARNAT-2006	Que establece las especificaciones de protección ambiental para la instalación y mantenimiento mayor de los sistemas para el transporte y distribución de hidrocarburos y petroquímicos en estado líquido y gaseoso, que se realicen en derechos de vía
NOM-129-SEMARNAT-2006	Redes de distribución de gas natural – que establece las especificaciones de protección ambiental para la preparación del sitio, construcción, operación, mantenimiento y abandono de redes de distribución de gas natural que se pretendan ubicar en áreas urbanas, suburbanas e industriales, de equipamiento urbano o de servicios.
NOM-093-SCFI-1994	Válvulas de Relevo de Presión. - Seguridad, Seguridad Alivio y Alivio.
NOM-014-SCFI 1997	Medidores de Desplazamiento Positivo tipo Diafragma para GN o Gas L.P.
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad-Prevención y protección contra incendios en los centros de trabajo.
NOM 001-SEDE-2012	Instalaciones Eléctricas (utilización).
NOM-018-STPS-2000	Sistema para la identificación y comunicación de peligros y riesgos por sustancias químicas peligrosas en los centros de trabajo.
NOM-022-STPS-2015	Electricidad estática en los centros de trabajo- condiciones de seguridad e higiene.
NOM-024-STPS-2001	Vibraciones-condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo.
NOM-027-STPS-2008	Actividades de soldadura y corte – condiciones de seguridad e higiene.
NOM-028-STPS-2012	Organización del trabajo-seguridad en los procesos de sustancias químicas.
NOM-029-STPS-2011	Mantenimiento de las instalaciones eléctricas en los centros de trabajo-condiciones de seguridad.
NMXJ-486-ANCE-2005	Conductores, cables de control y multiconductores de energía para baja tensión, no propagadores de incendio, de baja emisión de humos y sin contenido de halógenos, 600 V y 90°C.

Referencia	Descripción
NMX-J-549-ANCE-2005	Sistema de protección contra tormentas eléctricas.
Manuales de CFE- Capitulo 1	Criterios de Diseño
Manuales de CFE- Capitulo 2	Acciones
Manuales de CFE- Capitulo 3	Diseño por Sismo
Manuales de CFE- Capitulo 4	Diseño por Viento
IP-15	Area Classification Codes for Installation Handling Flammable Fluids Institute of Petroleum
IEC 60079	Electrical Apparatus for Explosive Gas Atmospheres
IEC 60529	Degree of protection provided by enclosure (IP code)
IEC 61024-1	Protection of Structures against Lightning - Part 1: General Principles
IEC 61024-1-2	Protection of Structures against Lightning - Part 1-2: General Principles - Guide B - Design, Installation, Maintenance and Inspection of Lightning Protection Systems
IEC 61131	Programmable Controllers.
ASME A 13.1	Scheme for the Identification of Piping Systems.
ASME B16.11	Forged fittings, socket welding and threaded
ASME B16.9	Factory-made wrought buttwelding fittings
ASME B16.10	Face to face and end to end dimensions of valves
ASME B16.34	Valves-flanged, threaded, and welding end.
ASME B16.5	Pipe Flanges and Flanged Fittings.
ASME B31.3	Process Piping
ASME B36.10	Tubería de acero prefabricada con costura y sin costura
ASME B36.19	Stainless steel pipe
ASME PTC-19	Test Uncertainty
ASME PTC-19.5	Flow Measurement
ASME Secc. II	Material specification.
ASME Secc. II-A	Ferrous materials specification.
ASME Secc. II-C	Specifications for welding rods, electrodes and filler metals.
ASME Secc. II-D	Material properties.
ASME Secc. V	Nondestructive Examination.
ASME Secc. IX	Welding, Brazing, and Fusing Qualifications.
CSA Standard B51	Boiler, Pressure Vessel and Pressure Piping Code
ASTM A 194	Specification for Carbon and Alloy Steel Nuts for Bolts for High Pressure or High Temperature Service, or Both.
ASTM A 234	Specification for Piping Fittings of Wrought Carbon Steel and Alloy Steel for Moderate and High Temperature Service.
ASTM A 285	Specification for Pressure Vessel Plates, Carbon Steel, Low- and Intermediate-Tensile Strength.
ASTM A 366	Standard Specification for Steel, Sheet, Carbon, Cold-Rolled Commercial Quality.

Referencia	Descripción
ASTM A 615	Specification for Deformed and Plain Billet-Steel Bars for Concrete Reinforcement.
ASTM A 722	Standard Specification for Uncoated High-Strength Steel Bar for Prestressing Concrete.
ASTM A 966	Standard Specification for Rail-Steel and Axle-Steel Deformed Bars for Concrete Reinforcement, materials is not permitted.
ASTM C33	Standard Specification for Concrete Aggregates.
ASTM A 36	Standard Specification for Carbon Structural Steel.
NFPA 10	Standard for Portable Fire Extinguishers
NFPA 12	Standard on Carbon Dioxide Extinguishing Systems
NFPA 30	Flammable and Combustible Liquids Code.
NFPA 69	Standard on Explosion Prevention Systems
NFPA 70	National Electrical Code.
NFPA 77	Recommended Practice on Static Electricity
NFPA 780	Standard for the Installation of Lightning Protection Systems.
ANSI/ASME B16.11	Conexiones forjadas, con extremos de inserto soldable (s.w.) y roscadas
ANSI/ASME B16.34	Estándar para válvulas bridadas, roscadas y soldadas a tope.
ANSI/ASME B16.47	Estándar para Bridas de Acero para diámetros mayores de 26" hasta 60" de diámetro nominal.
ANSI/ASME B16.5	Bridas para tuberías y conexiones bridadas.
ANSI/ASME B16.9	Conexiones prefabricadas para soldar a tope.
ANSI/FCI 70-2	Quality Control Standard For Control Valves Seat Leakage
ANSI 9, 11	Square Hex Bolts and Screws Inch series including Hexcap screws and Lag screws
API 5L	Specification for Line Pipe
API 60	Specification for Pipeline Valves
API RP 521	Guide for pressure-relieving and depressuring system;
API RP 526	Flanged steel pressure relief valves;
API RP 527	Seat tightness of pressure relief valves;
API RP 551	Process Measurement and Instrumentation
API RP 552	Transmission Systems
API RP 554	Process instrumentation and control
API-RP-1102	Steel Pipelines Crossing Railroads and Highways
API 1104	Pipeline Welding Code
AWS D1.1	American Welding Society (AWS) Structural Welding Code
ACI 318-11	American Concrete Institute, Building Code Requirements for Structural Concrete and commentary.
ASCE	American Society of Civil Engineers, Minimum Design Loads for Buildings and Other Structures.
AGA Report 5	Natural Gas Energy Measurement

Referencia	Descripción
AGA Report 9	Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters
EPA/530/UST-90/010	Standard Test Procedures for Evaluating Leak Detection – Methods: Pipeline Leak Detection Systems
NACE TM 0284	Evaluation of Pipeline and Pressure Vessel steels for Resistance to Hydrogen-induced cracking
NACE RP 0572	Design, Installation, Operations and Maintenance of Impressed current Deep Ground Beds
NACE RP 0286	The Electrical Isolation of Cathodically Protected Pipelines
NACE TM 0497	Measurement Techniques related to criteria for CP on underground or submerged metallic piping systems
NACE RP0169	Control of external corrosion of underground or submerged metallic piping systems
BS 7361: part 1	Cathodic Protection Design Code of Practice for Land and Marine Applications

El diseño cumplirá con las últimas ediciones de los códigos y estándares indicados

I.2.2 Procedimientos de certificación de materiales empleados

I.2.2.1 Material de recubrimiento

El material del recubrimiento debe ser aprobado previamente por el cliente (debe tener una resistencia dieléctrica que permita cumplir con los criterios de protección catódica en caso de ser requerido). Una vez que la formulación de recubrimiento sea aceptada y aprobada, no podrá ser cambiada sin previa autorización por su parte.

Las pruebas de certificación se llevarán a cabo por el Cliente o su designado, a menos que se acuerde lo contrario. Los materiales deben ser certificados de acuerdo con API RP 5L7, sección 3, y deberán cumplir los siguientes requisitos adicionales.

- El curado completo de la capa debe ser realizado a temperaturas inferiores a 274°C.
- El recubrimiento debe resistir 15 lb/in² (1,7 J) de impacto por ASTM G14.
- El recubrimiento debe soportar una flexión de 2,5 grados por diámetro de la tubería (PD) a -18 C.
- El recubrimiento debe soportar la exposición prolongada a la intemperie a los rayos ultravioleta equivalentes a 5 años de exposición a la atmósfera real, en un alto grado de humedad, ambiente severo de cloruro.
- El recubrimiento no debe deformarse, deteriorarse o desprenderse cuando se somete a esfuerzos a temperaturas de operación de hasta 79°C (352°K).
- El recubrimiento será capaz de resistir temperaturas de funcionamiento continuo a 121°C (394°K) sin mostrar ningún signo deterioro.

I.2.2.2 Equipos

Pruebas de fábrica

La verificación y prueba de equipos del proyecto, se llevarán a cabo de la siguiente manera. El equipo ensamblado en fábrica y sus materiales serán examinados en la fábrica antes del envío cuando sea posible. Además de cualquier prueba realizada en la fábrica, las pruebas de campo serán realizadas para confirmar que los materiales usados cumplen los requisitos especificados y que la instalación del equipo está ejecutada de acuerdo con los estándares industriales aplicables, códigos, especificaciones de proyecto y que el equipo y los sistemas instalados son funcionales, seguros, y en un estado listo para operación.

Pruebas de campo

Todas las pruebas serán realizadas de acuerdo con el estándar industrial aplicable, código, regulación, y los requisitos de la especificación de proyecto. La compleción y aceptación de todas las verificaciones, pruebas, y chequeos de campo serán realizadas antes de la entrega de posesión para la operación comercial.

Todas las pruebas que se llevarán a cabo en campo, previo al inicio de operaciones, tomarán entre 20-30 días e incluirán a los ingenieros y el equipo de operaciones y fabricantes del equipo. Además, las pruebas serán realizadas por el contratista de instalación con la opción para que la compañía y/o el fabricante del equipo original sean testigos.

Las pruebas de campo tienen como propósito verificar la funcionalidad de los equipos o componentes del sistema, y no para llevarlos al punto de falla. Por lo tanto, todas las pruebas serán no destructivas. Para realizar algunas pruebas, el equipo o el sistema se puede aislar temporalmente o configurarse de una manera diferente al estado final de instalación. En estos casos, el equipo o el sistema será restaurado a la configuración original luego de las pruebas se completen y sean aceptadas. Los medios de prueba serán desechados fuera de las instalaciones.

Información mínima para integrar el dossier de calidad de los equipos

Concluida la fabricación de los equipos, se debe entregar los documentos que componen el Dossier de Calidad, el cual debe contener como mínimo lo siguiente:

Documentos técnicos:

- Memoria de cálculo.

- Dibujos de fabricación.
- Fotografía de la placa de datos y de la placa del estampado ASME (en caso de aplicar).
- Reporte de fabricación de ASME ("Data Report") (en caso de aplicar).
- Certificado de autorización Estampado "U" del proveedor (en caso de aplicar).
- Copia de la identificación del inspector de ASME que firmo el reporte de fabricación (en caso de aplicar).
- Certificado de garantía del equipo.
- Hoja viajera de inspección o Plan de inspección.
- Lista de identificación de certificados de materiales
- Certificados de materiales.
- Reporte de calibración de instrumentos utilizados en las pruebas. Este reporte debe estar vigente a la fecha de la prueba y contener los patrones con rastreo, de los instrumentos de medición.
- Certificados del personal técnico en ensayos no destructivos.

Procedimientos de:

- Inspección por ultrasonido.
- Inspección por líquidos penetrantes.
- Inspección por partículas magnéticas
- Prueba neumática a placas de refuerzo.
- Prueba hidrostática.
- Relevado de esfuerzos.
- Reparación de soldaduras.
- Soldadura (WPS), incluyendo su calificación (PQR) y calificación de soldadores (WPQ).

Reportes de:

- Inspección dimensional.
- Inspección de espesores.
- Inspección visual de soldaduras.
- Inspección radiográfica, que debe incluir mapa de soldaduras con localización de películas radiográficas y estampas de soldadores.
- Inspección por ultrasonido.
- Inspección por líquidos penetrantes.
- Prueba neumática a placas de refuerzo.
- Partículas magnéticas.
- Prueba hidrostática incluyendo gráfica. La grafica debe tener información rastreable con el reporte y además el reporte debe contener la identificación del manografo y manómetro utilizados.

- Relevado de esfuerzos incluyendo gráfica (o del tratamiento que aplique). La grafica debe tener información rastreable con el reporte
- Inspección de dureza después del relevado de esfuerzos.
- Inspección de limpieza y pintura.

Se deben incluir, además, si existieron documentos revisados y que cuenten con el sello de “Aceptado Sin Comentarios”.

La información contenida en los documentos debe ser congruente entre los mismos (con rastreo) y con las firmas y sello de certificado que sean necesarias para avalar el documento.

I.2.3 Límites de tolerancia a la corrosión

En todo el sistema, se considera la corrosión permisible igual a 0 mm.

I.2.4 Recubrimientos a emplear

Con el fin de proteger de la corrosión a las instalaciones de tuberías enterradas, estas serán recubiertas de una capa protectora. Esto retribuirá retardando los efectos de la corrosión, prolongando la vida útil de las instalaciones.

En el desarrollo de la ingeniería se proponen dos tipos de recubrimiento, FBE y Tricapa.

El recubrimiento Fusión Bonded Epoxy (FBE) consiste en la aplicación externa de una resina en polvo que, al ser rociada sobre un tubo de acero precalentado a cierta temperatura, se fusiona sobre la superficie de la tubería, formando una capa delgada. Una vez aplicada y curada, la película epoxy exhibe una superficie dura con excelente adhesión al acero; la superficie es homogénea y ofrece alta resistencia a la reacción química. El sistema de recubrimiento FBE proporciona protección a temperaturas moderadas, entre los -40°C y 85°C.

El recubrimiento Tricapa está dividido en 2 tipos, Tricapa de Polietileno (3LPE) y Tricapa de Polipropileno; este tipo de recubrimiento se llama Tricapa porque está formado por tres capas: la primera capa consiste en el recubrimiento FBE anteriormente descrito, posteriormente se aplica una capa de adhesivo que une la primera capa con la tercera y finalmente se aplica una capa que puede ser de polietileno o polipropileno. El sistema de recubrimiento Tricapa Polietileno proporciona protección a temperaturas entre -40°C y 85°C, el sistema de recubrimiento Tricapa Polipropileno proporciona protección a temperaturas entre -40°C y 120°C

Los ductos y accesorios superficiales (externos) se protegerán contra la corrosión de acuerdo con lo siguiente:

- a) Recubrimiento anticorrosivo aplicado en planta.
 - Aplicado a la superficie del ducto previamente preparada y limpia.
 - Debe tener la suficiente adhesión a la superficie metálica del ducto para evita la introducción de la humedad entre el recubrimiento y el ducto.
 - Debe ser dúctil para evitar agrietamientos.
 - Resistentes contra daños por el manejo del ducto y por esfuerzos ocasionados por el suelo.
 - Debe tener una resistencia dieléctrica que permita cumplir con los criterios de protección catódica, considerar las condiciones de campo y nivel de absorción de la humedad.
 - Se debe tener el reporte de pruebas de materiales del recubrimiento (proporcionado por el fabricante).

- b) Recubrimiento anticorrosivo aplicado en campo.
 - En caso de requerirse reparaciones, estas serán aplicadas en base en las recomendaciones del fabricante, debe utilizar material de las mismas características o al menos debe ser compatible con el recubrimiento del sistema, así como el sistema de protección catódica.

I.2.5 Ubicación de válvulas de seguridad, corte, seccionamiento, venteo, control

I.2.5.1 Válvulas automáticas y MLV

El sistema contará con diferentes tipos de válvulas de bloqueo para el transporte de gas natural.

Según la aplicación, servicio y la ubicación, se contará con las siguientes válvulas:

- Válvulas Automáticas
- Válvulas de Seccionamiento (MLV).

Válvulas automáticas

Cada Estación EMRYC-001 y EMRYC-002, contarán, al final de la estación; con una válvula de corte automática para aislar la estación, las cuales contarán con indicaciones de estado de abierta ó cerrada, y un control remoto configurado.

Las válvulas automáticas que forman parte de las estaciones EMRYC-001/002 se integrarán al sistema UTR (Unidad de Transmisión Remota) y cumplirán con las siguientes características:

- Válvulas tipo bola montadas sobre muñón de paso completo, material y conexión de acuerdo con la especificación de tuberías.
- Para las válvulas superficiales las conexiones serán un extremo soldado y un extremo bridado, y para las válvulas enterradas las conexiones serán soldables.
- Actuador doble efecto (accionado por gas), pistón cremallera en tamaños pequeños, en caso de falla mantiene última posición (FL).
- Control remoto
- Ensamble de switch de límite con 2 válvulas solenoides.
- Las válvulas serán operadas localmente mediante una botonera y desde el sistema SCADA de forma remota.
- Las válvulas serán actuadas con Gas Natural de la línea.
- Las válvulas contarán con un sistema de operación manual tipo bomba hidráulica y selector de tres posiciones para elegir tipo de operación Local/Fuera/Remoto.

Válvulas de Seccionamiento (MLV)

El gasoducto de 4 km contará con 2 válvulas de seccionamiento: una válvula de corte automático de 36" en el inicio del ducto y una válvula de corte automático de 36" a la entrada de la estación EMRYC-001/002.

La válvula automática en el inicio del ducto (estación EM-01) se integrará al sistema UTR (Unidad de Transmisión Remota).

Las Válvulas de Seccionamiento (MLV) estarán conformadas por lo siguiente:

- Válvulas tipo bola montadas sobre muñón, cuerpo soldado, de paso completo, material y conexión de acuerdo con la especificación de tuberías.
- Contarán con un Paquete de Control manual deberá ser tipo VOP-2 de acuerdo a la especificación TEP-VOPR-CH-US.
- Operación manual
- Dispositivo de cierre de baja presión.
- Selector automático/ manual/ fuera.
- Manifold
- Medición de la presión del fluido a la entrada y salida de la válvula.
- Medición de la temperatura del fluido.
- Sistema Mecánico automático (Line Break) para cierre de válvula en caso de pérdida de presión en el ducto.

- Las válvulas contarán con un sistema de operación manual tipo bomba hidráulica.
- Las válvulas serán actuadas con Gas Natural de la línea

Cada MLV tendrá una disponibilidad del 99.95%, para cualquier periodo de operación del proyecto.

I.2.6 Infraestructura requerida

Los principales componentes del proyecto son:

- Un ducto de 4 + 000 kilómetros con un diámetro de 36", incluyendo lanzadores y receptores de diablos, así como 2 válvulas de seccionamiento.
- La estación de medición EM-001 y la trampa de envío de diablos L-001, en el punto de Interconexión a la Derivación Puerto Libertad del Gasoducto Sásabe - Guaymas.
- Punto de Entrega que incluye:
 - a) Trampa de recibo de diablos R-001
 - b) Filtros separadores FS-001 A/B/C
 - c) Tanque colector de líquidos T-001
 - d) Filtros separadores FS-002 A/B/C (el filtro C se instalará a futuro)
 - e) Tanque colector de líquidos T-002
 - f) Patín EMRyC-001
 - g) Patín EMRyC-002
- Una válvula de corte automático de 36" en el inicio del ramal.
- Una válvula de corte automático de 18" a la salida de la estación del punto de entrega de la planta de Licuefacción de Gas Natural.
- Una válvula de corte automático de 10" a la salida de la estación del punto de entrega de la planta de Metanol.
- El sistema SCADA.
- Sistema de detección de fugas
- Protección Catódica

I.2.7 Especificaciones, Trazo y perfil del ducto

I.2.7.1 Especificaciones

El ducto será diseñado y construido con tubería de acero al carbono API 5L grado X70 SAW o ERW soldadura longitudinal o helicoidal. La tubería del ducto estará protegida externamente de corrosión mediante un sistema de protección catódica de corriente y con protección mecánica basada en FBE.

I. Factor de Diseño F

De acuerdo a la Norma Oficial Mexicana cada sección del Gasoducto ha sido clasificada en función de su localización, la densidad de asentamientos (población) y el tipo de construcción.

La clase de localización fue definida de acuerdo a la NOM-007-ASEA-2016, la trayectoria del Gasoducto fue seleccionada con el fin de conseguir la mejor topografía favorable, optimizar y disminuir la ruta del Gasoducto, evitando las poblaciones y constructivamente minimizando los impactos ambientales.

El factor de diseño “F” que será usado para calcular el espesor de tubería es definido en función del punto 7.11, “Tabla 2” de la NOM-007-ASEA-2016.

II. Factor de Eficiencia de Junta Longitudinal (E)

El factor de eficiencia de junta longitudinal que será usado para determinar el espesor del Gasoducto está en función del material y la clase de tubería, Este será tomado del punto 7.12, “Tabla 3” de la NOM-007-ASEA-2016.

III. Factor de Corrección por Temperatura (T)

El factor de corrección por temperatura (T) será tomado del punto 7.13, “Tabla 4” de la NOM-007-ASEA-2016.

IV. Clase de localización

La localización, clase y tipo de construcción del Gasoducto ha sido considerada como clase 3 en su totalidad.

V. Espesor de tubería

El cálculo del espesor de la tubería será determinado de acuerdo con la NOM-007-ASEA-2016 con la siguiente fórmula:

$$t = \frac{P * D}{2 * S * F * E * T}$$

Donde:

P= Presión de diseño.

- D= Diámetro nominal exterior de la tubería.
- E= Factor de junta longitudinal.
- F= Factor de diseño por clase.
- S= Esfuerzo último de tensión.
- T= Factor por rango de temperatura.
- t = Espesor mínimo de pared.

Considerando la clase de localización y los factores mencionados anteriormente, los espesores para la tubería son los siguientes:

Tabla 5 Espesor de tubería

Tubería de 36" (914.4 mm)		
Parámetro	Sistema internacional	Sistema inglés
P=	9 928.45 kPa man	1,440 psig
S=	484,701 kPa	70,300 psi
F=	Clase 1 y 2; F= 0.77 Clase 3; F= 0.67 Clase 4; F= 0.55 Clase 5; F= 0.45	
E=	1,0 (Correspondiente a soldadura de arco sumergido)	
T=	1,0 (Correspondiente a 250 °F (121.1 °C) o menos)	
D=	914,4 mm	36 in
t=	Clase 1 y 2= 12.16 mm Clase 3 = 13.97 mm Clase 4 = 17.02 mm Clase 5 = 20.80 mm	0.479 in 0.550 in 0.670 in 0.819 in

El espesor de pared seleccionado fue utilizando como mínimo el calculado para clase 3. Sin embargo, el que será utilizado, deberá ser conforme a la especificación de tuberías; el espesor comercial seleccionado debe ser mayor o igual del valor mínimo calculado.

1.2.7.2 Condiciones de operación

El gasoducto será diseñado bajo las siguientes condiciones de operación.

Tabla 6. Datos de diseño del gasoducto

Parámetro	Valor
Flujo de diseño	440 MMPCD
Presión de diseño	9,930 kPa man (1,440 psig)
Presión de operación máxima	9,930 kPa man (1,440 psig)

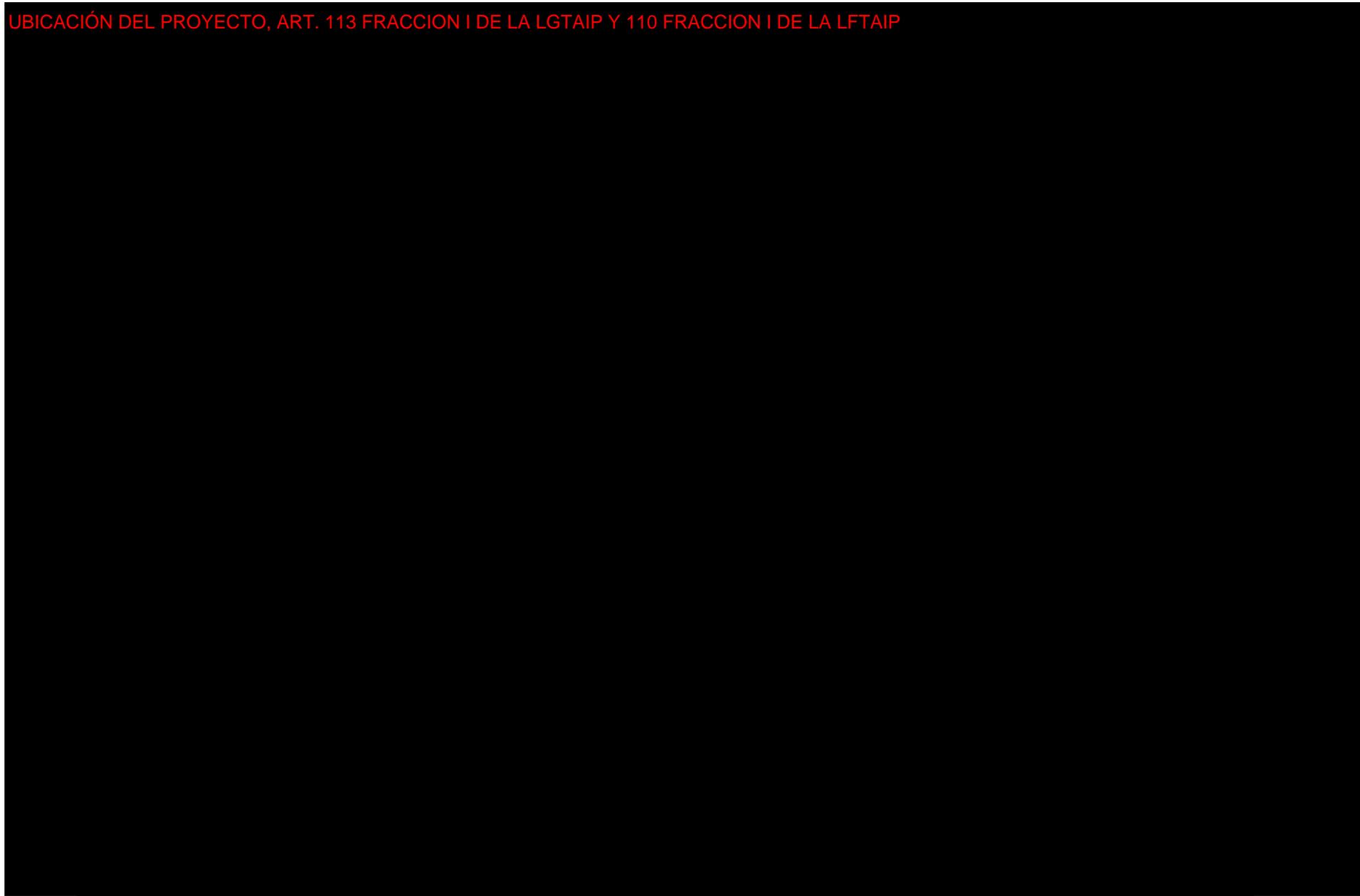
Parámetro	Valor
Presión de operación mínima	3,240.54 kPa man (470 psig)
Temperatura de diseño máxima	50 °C (122°F)
Temperatura de diseño mínima	-10 °C (14°F)
Temperatura de operación máxima	50°C (122°F)
Temperatura de operación mínima	10° C (50° F)
Gravedad específica	0.60/0.67

I.2.7.3 Trazo

El trazo del gasoducto inicia al salir de la trampa de envío de diablos (L-001), de la estación EM-001 en el punto de interconexión con la Derivación a Puerto Libertad. El Gasoducto inicia su trayectoria hacia el suroeste hasta el km 1+662, donde da vuelta hacia el sureste hasta el km 3+000; aquí da vuelta hacia el suroeste hasta el km 3+577 y luego gira hacia el sur hasta el km 4+000, donde sale a la superficie mediante una junta monolítica hacia la Trampa de Recibo de Diablos (R-001). En la trampa de recibo de diablos se encuentra una válvula ESDV, para cuando se requiera aislar las instalaciones ubicadas en el Punto de Entrega, ante una emergencia.

Todo el trazo del gasoducto se ubica en el municipio de Pitiquito, Son. En la siguiente figura se muestra el trazo del gasoducto y el plano se presenta en el **Anexo 1**.

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



I.2.7.4 Perfil de elevación

La elevación de esta ruta comienza en la altitud de 35.92 m (elevaciones sobre el nivel medio del mar) en el Punto de Recibo y continúa hasta la elevación 11.55 m en los Puntos de Entrega. El perfil de la trayectoria consiste en el trazo de varios puntos intermedios, y se presenta en su totalidad en la siguiente tabla.

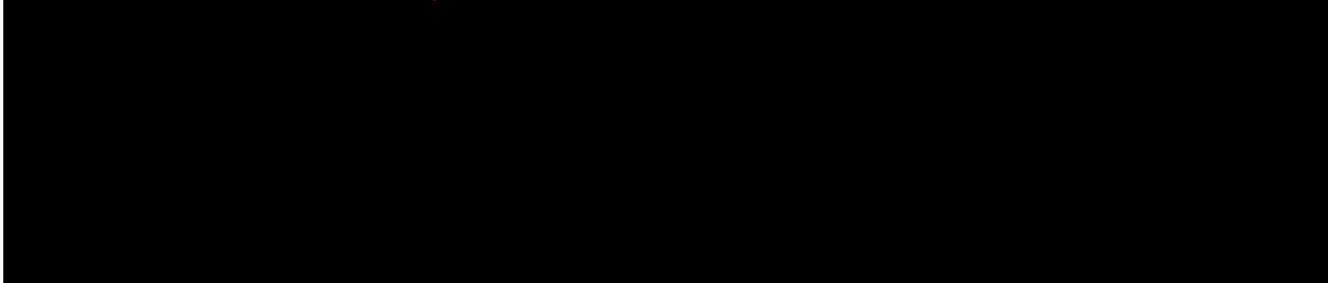
Tabla 7. Perfil de elevaciones

km	Elevación
0	35,92
0.2	34,00
0.4	28,73
0.6	28,00
0.8	27,37
1.0	29,31
1.2	27,14
1.4	17,71
1.6	22,99
1.8	19,50
2.0	19,16
2.2	20,22
2.4	15,59
2.6	16,45
2.8	24,25
3.0	25,85
3.2	18,35
3.4	22,00
3.6	11,55

I.2.7.5 Puntos de inflexión

El trazo del gasoducto tendrá los siguientes puntos de inflexión.

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



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

El Gasoducto irá a una profundidad mínima medida del lomo del Ducto hasta la superficie de acuerdo con lo que indica la Tabla 1, del apartado 7.7 de la NOM-007-ASEA-2016, en el caso donde apliquen las Normas, será considerado el requisito más exigente indicado en este numeral y/o el numeral 841.1.11 de ASME B31.8. Esta profundidad irá en función del perfil del terreno y del tipo de cruces, en arroyos, caminos o en el cruce carretero la tubería deberá ir a una mayor profundidad, o en algunos casos, con mayor espesor, algún tipo de recubrimiento, lastrado o encamisado, en caso de que se aplique encamisado su instalación será de acuerdo a lo que indica el apartado 9.7 de la NOM-007-ASEA-2016.

Tabla 9. Profundidad mínima

Localización	Suelo normal	Roca consolidada
	Cm. (al lomo del Ducto)	
Clase de localización 1, 2 y 3	60	45
Clase de localización 4 y 5	75	60
Cruzamiento con carreteras y zanjas de drenaje en caminos públicos	90	60
Cruces de ferrocarril	120	120

I.2.7.7 Cruzamientos

El trazo del gasoducto tendrá los siguientes cruzamientos

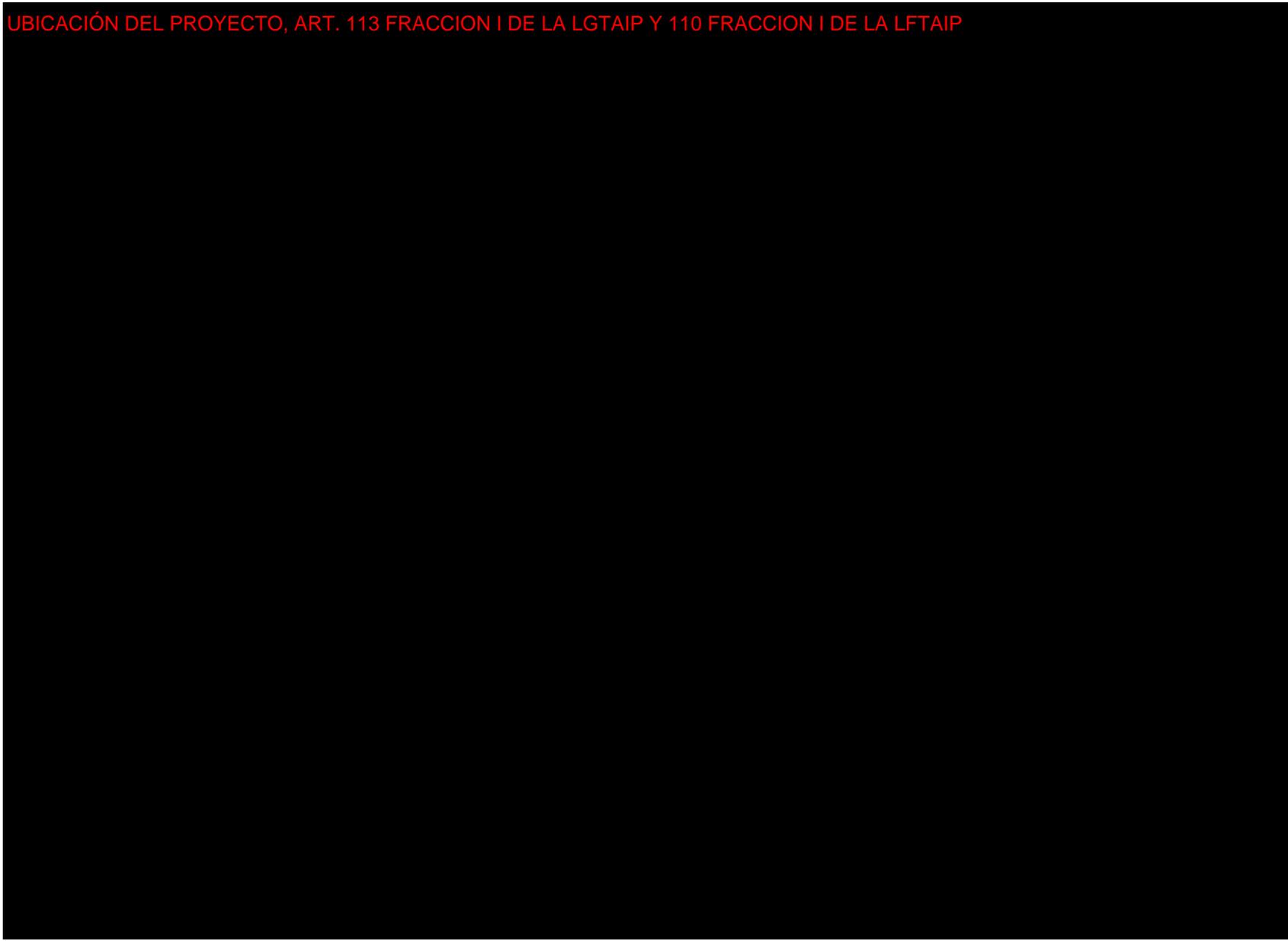
Tabla 10. Cruzamientos del gasoducto

No.	km	Cruce
CT-01	0+295.00	Camino de terracería
CT-02	1+312.00	Camino de terracería
CA-01	1+848.00	Corriente de agua
CA-02	1+951.00	Corriente de agua
CT-03	2+135.00	Camino de terracería
CA-03	2+522.00	Corriente de agua
CA-04	2+811.00	Corriente de agua
LT-01	3+504.00	Línea de transmisión
FB-01	3+700.00	Fibra óptica
CR-01	3+706.00	Carretera
CA-05	3+965.00	Corriente de agua

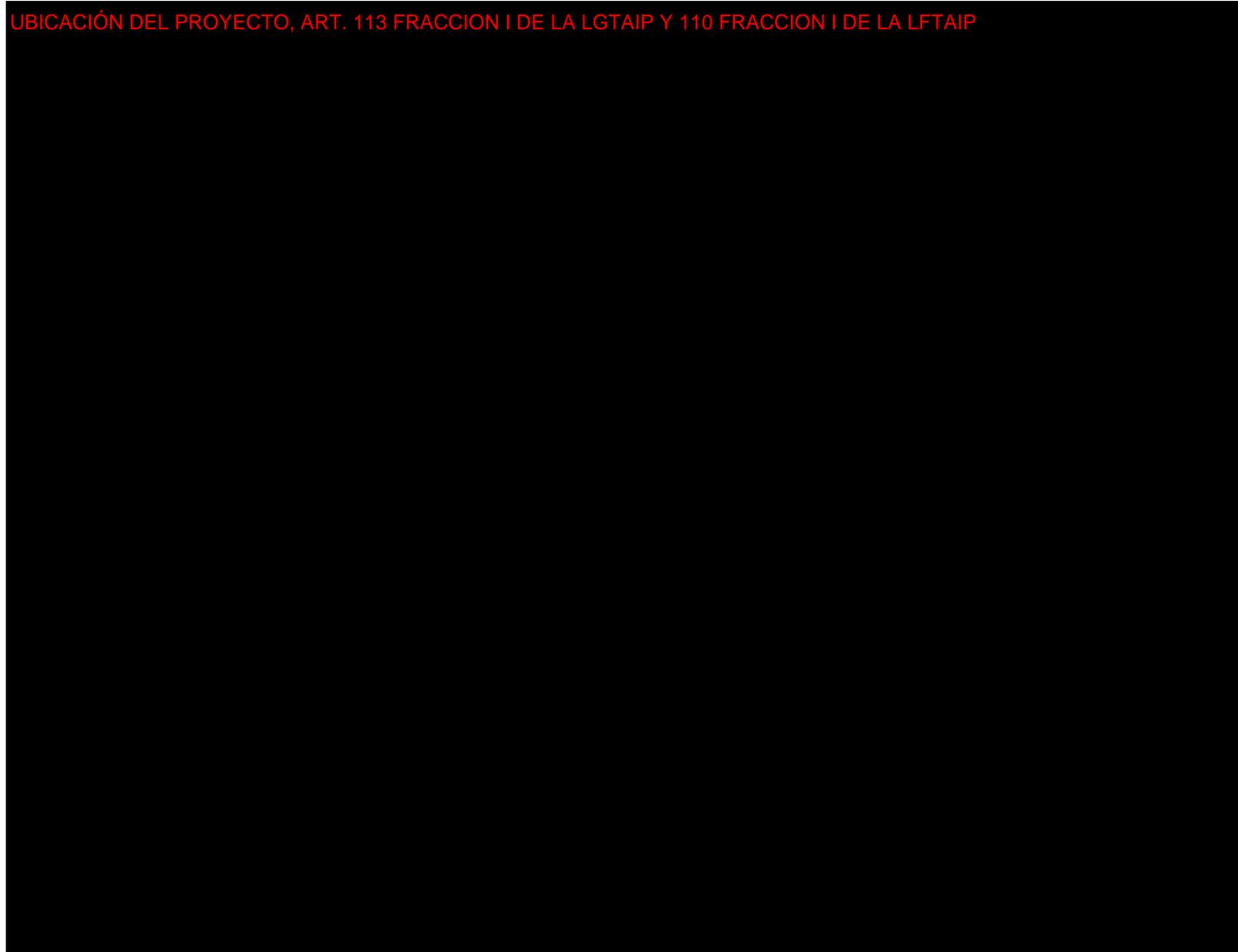
Fuente: Carta topográfica H12C15-14 del INEGI

En las siguientes figuras se muestran los cruzamientos del gasoducto y en el **Anexo 2**, se presentan los planos correspondientes.

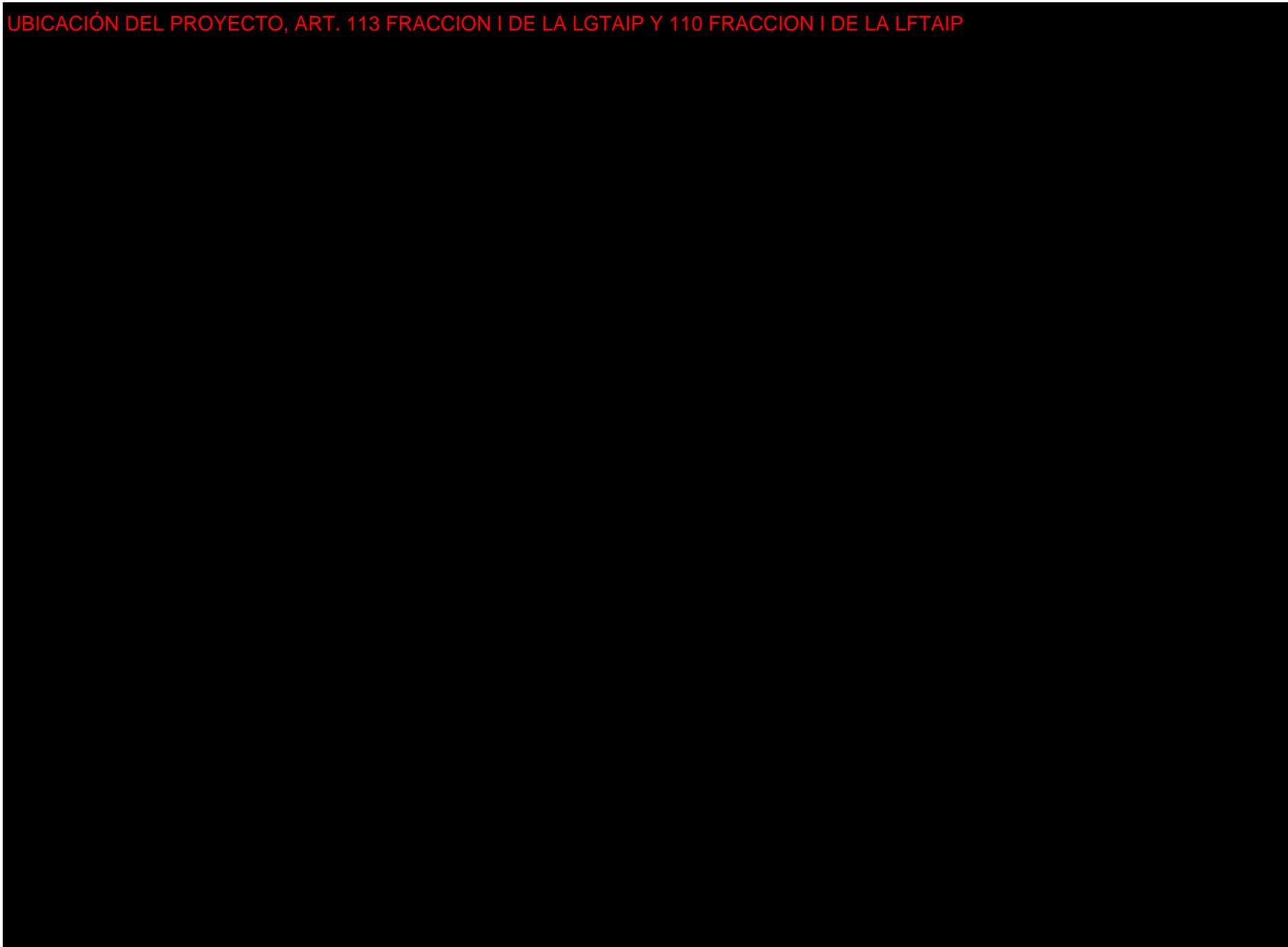
UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP



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



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



I.2.7.8 Usos de suelo

De acuerdo con la Carta Uso del Suelo y Vegetación, 1: 250,000. serie V, del INEGI; el uso del suelo a lo largo del trazo del gasoducto es Matorral Desértico Micrófilo, como se muestra en la figura, más adelante.

I.2.7.9 Puntos de interés

A lo largo del trazo del gasoducto no existen asentamientos humanos, equipamiento e infraestructura urbana, áreas naturales protegidas, reservas forestales o ecosistemas frágiles. La población más cercana al gasoducto es la localidad de Puerto Libertad, la cual se encuentra a 1 km, en el punto más cercano al ducto, como se muestra en la figura, más adelante.

Tabla 11. Población de la localidad Puerto Libertad

Municipio	Localidad	Coordenadas UTM		Distancia al gasoducto (m)	Población Total (2010)
		Longitud	Latitud		
Pitiquito	Puerto Libertad	-112.683055556	29.9041666667	1,000	2,782

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

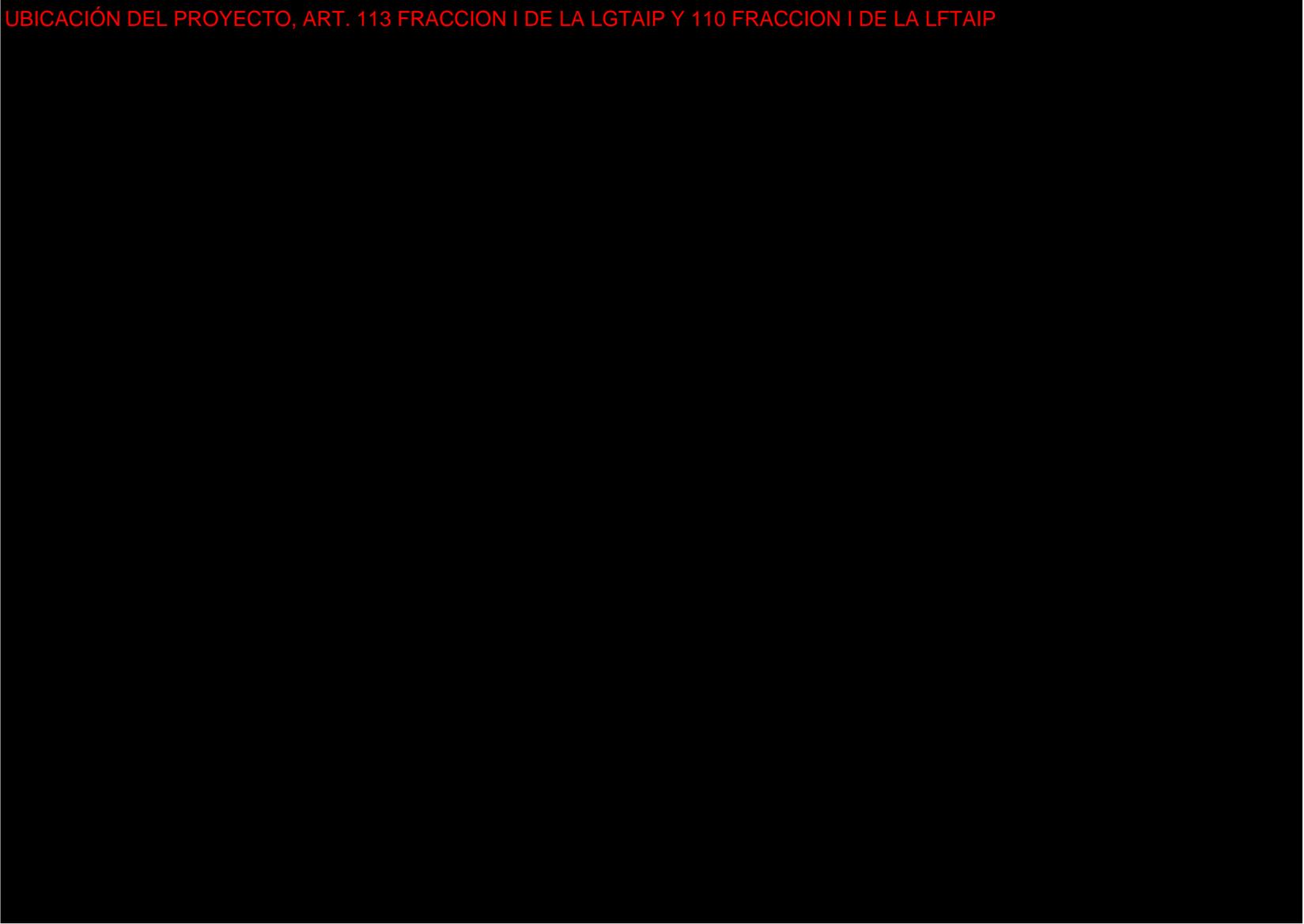
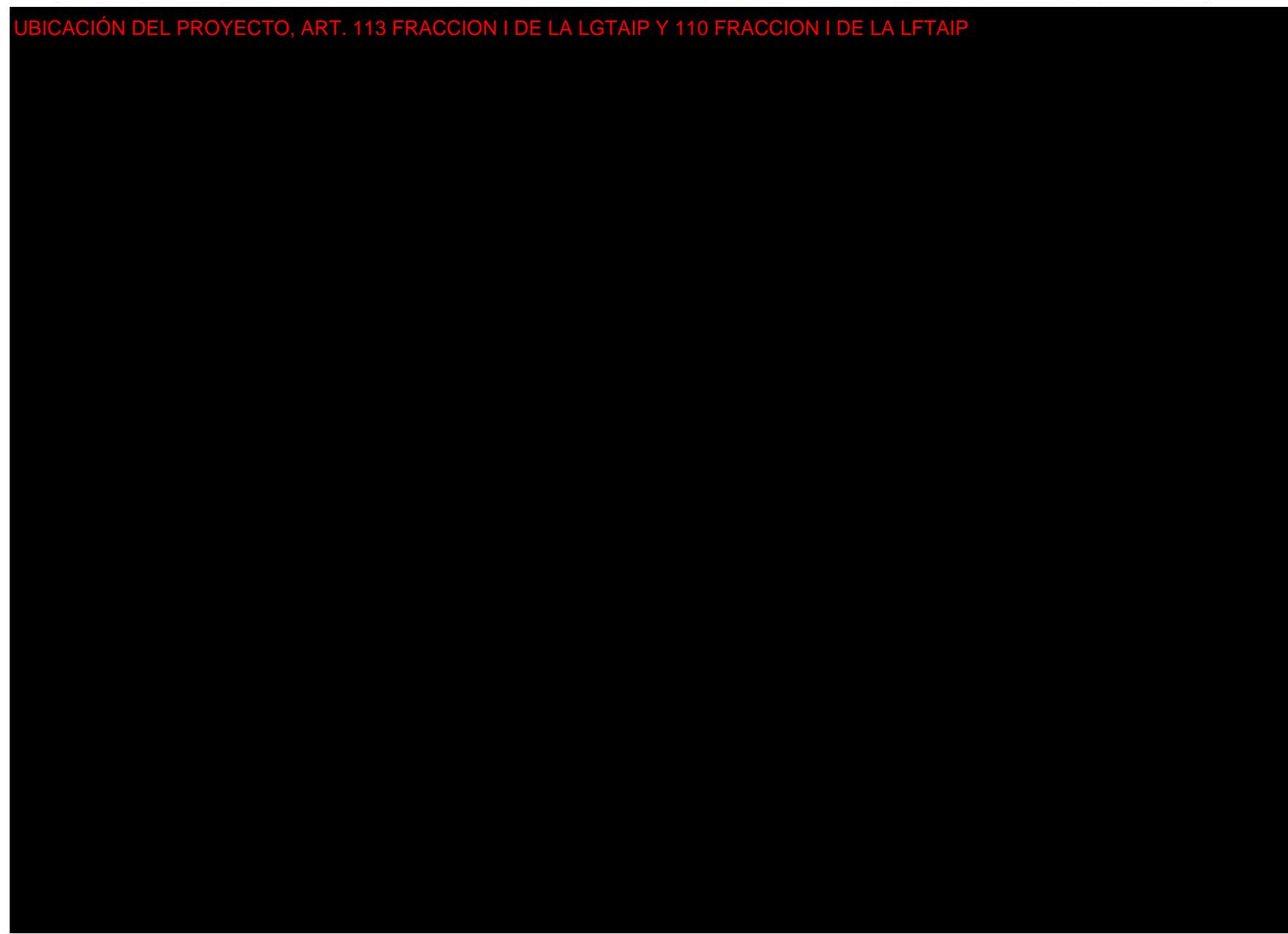


Figura 11. Usos de suelo

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



I.2.7.10 Zonas vulnerables

- **Sismicidad**

La vulnerabilidad sísmica se podría considerar como una expresión que relaciona las consecuencias probables de un movimiento de tierra sobre una construcción, una obra de ingeniería o un conjunto de bienes o sistemas expuestos con la intensidad del temblor que podría generarlas. Con fines de diseño antisísmico la República Mexicana se encuentra dividida en cuatro zonas sísmicas.

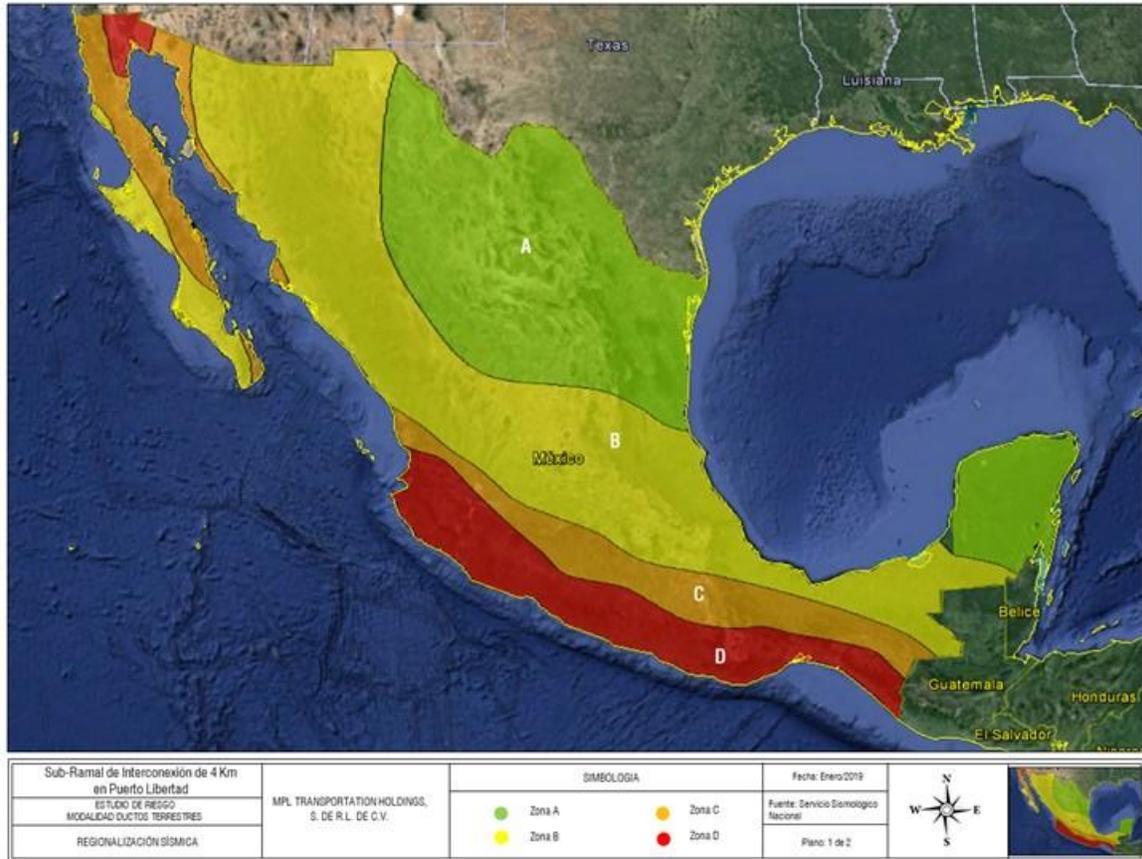


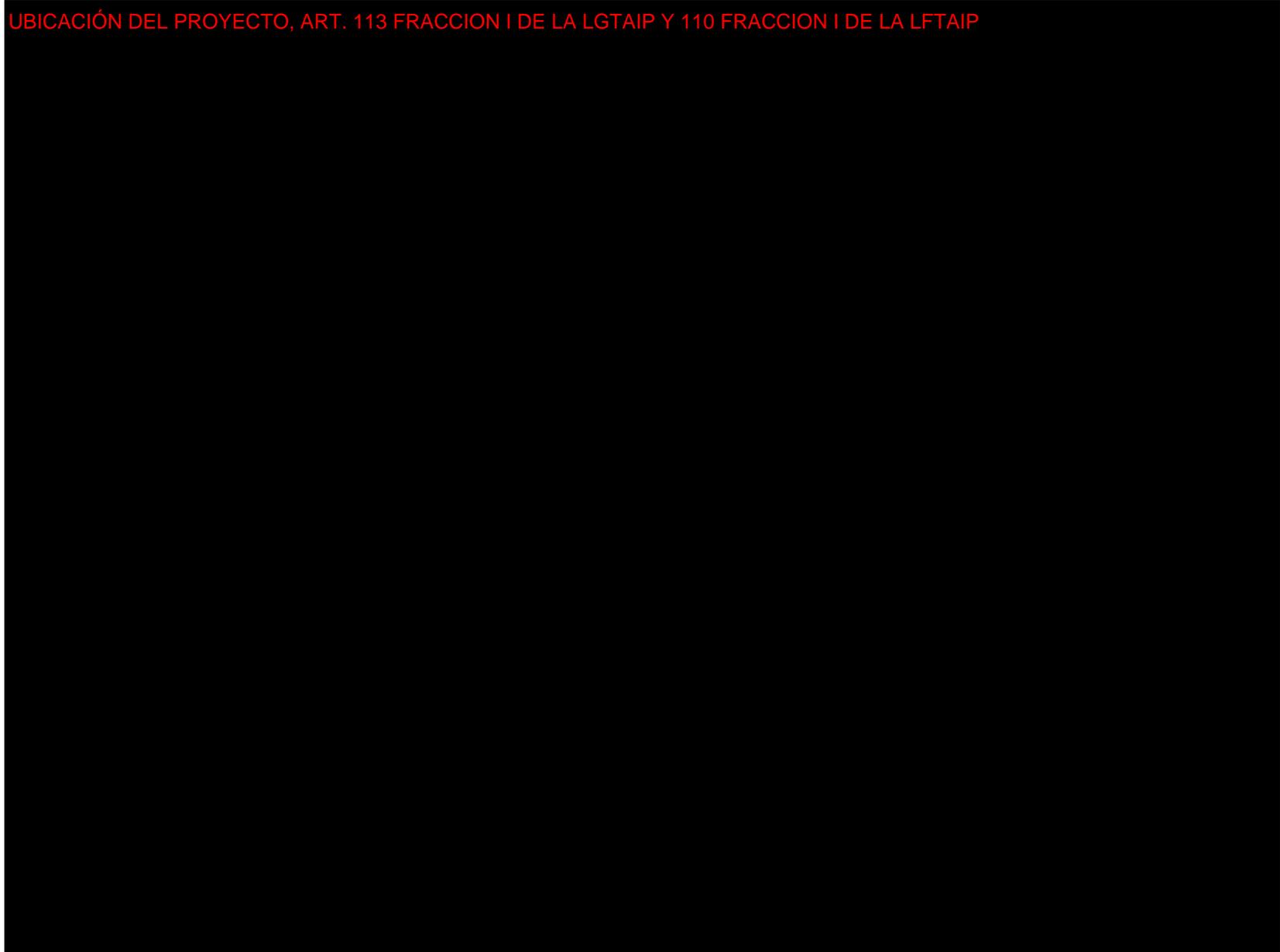
Figura 13. Clasificación de la República Mexicana de acuerdo con la regionalización sísmica

Tabla 12. Regionalización sísmica

Zona	Sismicidad
A	Zona donde no hay registros históricos de sismos en los últimos 80 años y no se esperan aceleraciones del suelo mayores a un 10% de la aceleración a causa de temblores.
B y C	Zonas intermedias, donde se reportan sismos no tan frecuentes o afectadas por altas aceleraciones, pero no sobrepasan el 70% de la aceleración del suelo.
D	Zonas donde se han reportado grandes sismos históricos, donde la ocurrencia del sismo es muy frecuente y las aceleraciones del suelo pueden sobrepasar el 70% de la aceleración de la gravedad.

En la siguiente figura se muestra la ubicación del Gasoducto, de acuerdo con la clasificación de zonas sísmicas.

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



Como se observa en la figura anterior, el proyecto se ubicará en una zona de intensidad sísmica intermedia.

- **Vulcanismo**

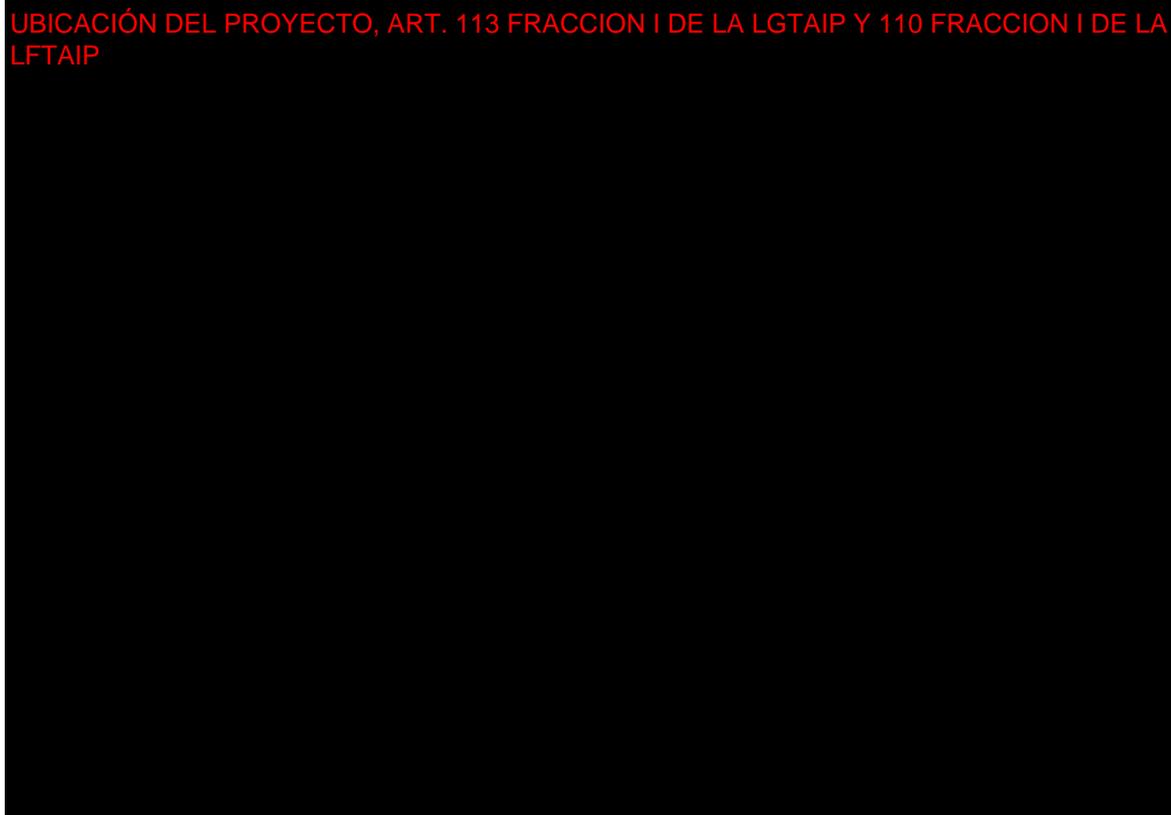
Aunque en México hay un número considerable de volcanes (más de 2,000), la mayoría se encuentran inactivos y en realidad son pocos los que aún presentan cierta actividad interior.

Los volcanes activos más importantes en el interior de territorio nacional son:

1. El Popocatepetl, entre los estados de México, Puebla y Morelos.
2. El Chichón o Chichonal, en el estado de Chiapas.
3. El Tacaná, en el estado de Chiapas y en frontera con la república de Guatemala.
4. Los Humeros en los estados de Puebla y Veracruz
5. El Pico de Orizaba, en los estados de Puebla y Veracruz.
6. San Martín Tuxtla, en el estado de Veracruz.
7. El Volcán de Colima, en la frontera de los estados de Jalisco y Colima.
8. El Parícutín en el estado de Michoacán
9. El Jorullo, en el estado de Michoacán.
10. Tres Vírgenes, en el estado de Baja California Sur.
11. El Bárcena en las Islas Revillagigedo
12. Everman, en las Islas Revillagigedo.
13. Ceboruco, en el estado de Nayarit
14. Sangagüey, en el estado de Nayarit.
15. La Primavera, en el estado de Jalisco.
16. El Xítle, en el Distrito Federal.

En la siguiente figura se muestran los volcanes anteriores.

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



De acuerdo con la figura anterior, en el sitio del proyecto no existe actividad volcánica.

- **Huracanes**

De acuerdo con el Atlas Digital del Agua México 2012 (Conagua), la mayor cantidad de huracanes, en el periodo 1970 al 2011, se registró sobre la vertiente del Pacífico mexicano, sin embargo, los de mayor categoría e intensidad se presentaron en el Atlántico, siendo estos últimos en ocasiones los más dañinos para la agricultura y las zonas urbanizadas.

El Atlas identifica los huracanes que han impactado con mayor fuerza a las costas mexicanas desde 1970 hasta 2011. Los huracanes son ciclones tropicales de núcleo caliente cuya intensidad de los vientos máximos sostenidos es mayor a 119 km/h (33.1 m/s).

El Pacífico de México se caracteriza por ser una zona generadora y expuesta a los fenómenos meteorológicos, en este caso, los huracanes ocasionados por las intensas depresiones atmosféricas que se generan en la zona intertropical de convergencia y que a su vez generan vientos en torbellino de gran magnitud.

La escala de Huracán Saffir / Simpson, según la velocidad del viento en km/h es:

- a) H1 119 a 153
- b) H2 154 a 177
- c) H3 178 a 209
- d) H4 210 a 250
- e) H5 Mayor de 250

En la siguiente figura se muestran los sitios de impacto de huracanes en el periodo 1970-2011.

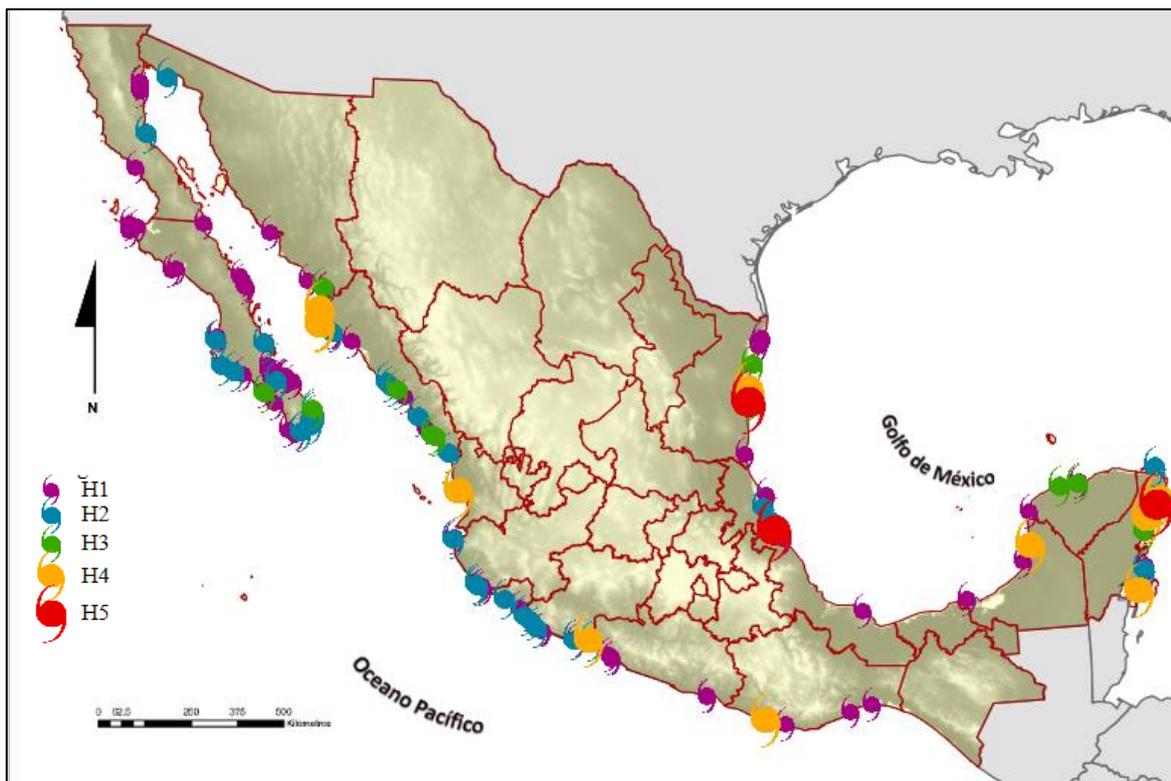


Figura 16. Ciclonés y huracanes en el periodo 1970-2011
(Fuente: Conagua. Coordinación General del Servicio Meteorológico Nacional)

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

Como se observa en la figura anterior, cerca del sitio del proyecto no han impactado huracanes.

I.3 HOJAS DE SEGURIDAD

En el sistema de transporte, la sustancia peligrosa que se transportará es gas natural. En la siguiente tabla se muestra la composición de Gas Natural:

Tabla 13. Composición del GN

Componente		Caso diseño
		% Mol
Metano	CH ₄	89,1
Etano	C ₂ H ₆	6,8
Propano	C ₃ H ₈	1,1
n-Butano	C ₄ H ₁₀ -A	0,1
i-Butano	C ₄ H ₁₀ -B	0,06
n-Pentano	C ₅ H ₁₂ -A	0,00
i-Pentano	C ₅ H ₁₂ -B	0,014
n-Hexano	C ₆ H ₁₄ -A	0,0062
n-Heptano	C ₇ H ₁₆ -A	0,0033
Octano	C ₈	0,0007

Componente		Caso diseño
		% Mol
Nonano	C ₉	0,0003
Nitrógeno	N ₂	2,52
Dióxido de Carbono	CO ₂	0,3
Ácido sulfhídrico	H ₂ S	0,05 (max)

El Gas Natural suministrado en el Punto de Interconexión cumplirá con las características límite indicadas en la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural:

Tabla 14. Especificación del GN

Propiedad	Unidad	Valor
Metano (CH ₄) – Mín.	% vol.	84,00
Oxígeno O ₂ – Máx.	% vol.	0,20
Dióxido de Carbono (CO ₂) – Máx.	% vol.	3,00
Nitrógeno (N ₂) – Máx.	% vol	4,00
Nitrógeno. Variación máxima diaria	% vol	± 1,5
Total de Inertes (CO ₂ y N ₂) – Máx.	% vol	4,00
Etano – Máx.	% vol	11,00
Temperatura de rocío de hidrocarburos – Máx.	K (° C)	271,15 (-2)
Humedad (H ₂ O) – Máx.	mg/m ³	110,00
Poder Calorífico Superior – Mín.	MJ/m ³	37,30
Poder Calorífico Superior – Máx.	MJ/m ³	43,60
Índice Woobe - Mín	MJ/m ³	48,20
Índice Woobe – Máx.	MJ/m ³	53,20
Índice Woobe – Variación máxima diaria	%	±5
Ácido Sulfhídrico (H ₂ S) – Máx.	mg/m ³	6,00
Azufre Total (S) – Máx.	mg/m ³	150,00

Las propiedades del Gas Natural, se encuentran en condiciones estándar de presión y temperatura (101,325 kPa y 288,15 K, respectivamente) (1 atm y 15°C).

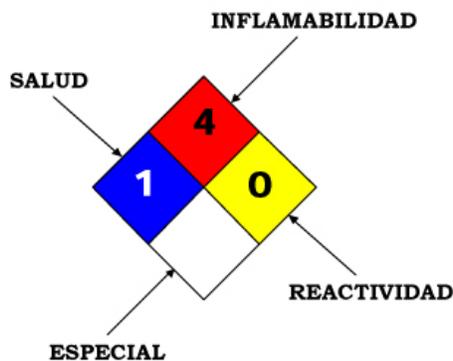
De acuerdo con la hoja de datos de seguridad (**Anexo 3**), a continuación, se presenta sus propiedades físico-químicas.

Tabla 15. Propiedades del gas natural

Parámetro	Valor
Fórmula Molecular	Mezcla (CH ₄ + C ₂ H ₆ + C ₃ H ₈ + C ₄ H ₁₀)
Peso Molecular	18.2
Temperatura de Ebullición @ 1 atmósfera	- 160.0 °C
Temperatura de Fusión	- 182.0 °C
Densidad de los Vapores (Aire = 1) @ 15.5 °C	0.61 (Más ligero que el aire)
Densidad del Líquido (Agua = 1) @ 0°/4 °C	0.554
Relación de Expansión	1 litro de líquido se convierte en 600 litros de gas
Solubilidad en Agua @ 20 °C	Ligeramente soluble (de 0.1 @ 1.0%)
Apariencia y Color	Gas incoloro, insípido y con ligero olor a huevos podridos (por la adición de mercaptanos para detectar su presencia en caso de fugas)
Punto de flash	- 222.0 °C
Temperatura de autoignición	650.0°C
Límite de explosividad Inferior	4.5 %
Límite de explosividad Superior	14.5 %

Riesgos del gas natural

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



Las características de las categorías de riesgo anteriores, se describen de la siguiente manera:

Salud 1. Ligeramente peligroso

Irritación o posible lesión reversible. Ligeramente irritante, reversible dentro de 7 días.

Inflamabilidad 4. Extremadamente inflamable

Sustancias que vaporizan rápida o completamente a presión atmosférica y a temperatura ambiente normal o que se dispersan con facilidad en el aire y que arden fácilmente.

El gas natural es más ligero que el aire (su densidad relativa es 0.61, aire = 1.0) y a pesar de sus altos niveles de inflamabilidad y explosividad las fugas o emisiones se disipan rápidamente en las capas superiores de la atmósfera, dificultando la formación de mezclas explosivas en el aire. Esta característica permite su preferencia y explica su uso cada vez más generalizado en instalaciones domésticas e industriales y como carburante en motores de combustión interna.

I.4 CONDICIONES DE OPERACIÓN

I.4.1 Operación

I.4.1.1 Capacidad

El gasoducto está diseñado para transportar un flujo normal de operación de 144,2 Std m³/s (440 MMPCSD) y un flujo máximo de 409,68 Std m³/s (1,250 MMPCSD), para lo cual cuenta con las preparaciones requeridas.

I.4.1.2 Temperaturas y Presiones de Operación y Diseño

El proyecto consistirá en un gasoducto con material de fabricación de acuerdo a API-5L X70 y tendrá una presión de operación máxima permisible (“MAOP”) de 1,440 psig, y será diseñado bajo las siguientes condiciones.

- **Condiciones de operación del gasoducto**

Tabla 16. Datos de diseño del gasoducto

Parámetro	Valor
Flujo de diseño	440 MMPCD
Presión de diseño	9,930 kPa man (1,440 psig)
Presión de operación máxima	9,930 kPa man (1,440 psig)
Presión de operación mínima	3,240.54 kPa man (470 psig)
Temperatura de diseño máxima	50 °C (122°F)

Parámetro	Valor
Temperatura de diseño mínima	-10 °C (14°F)
Temperatura de operación máxima	50°C (122°F)
Temperatura de operación mínima	10° C (50° F)
Gravedad específica	0.60/0.67

- **Condiciones de operación en el Punto de Recepción**

Tabla 17. Condiciones de Suministro

Punto de Recepción	Presión	Temperatura		
		Mínimo	Máximo	Diseño
	kPa man	(°C)	(°C)	(°C)
Punto de Interconexión con el sistema Derivación Puerto Libertad	9,928.5* (1,440 psig)	10.0	5.0	25.0

*Se desconoce la presión de operación en el gasoducto Sásabe-Guaymas, por lo que se considerará que estará a presión de diseño.

- **Condiciones de operación en el Punto de Entrega**

Aunque el Sub-Ramal alimentará a dos plantas, se considerará como un solo punto al estar ubicado en el mismo predio.

Tabla 18. Condiciones de Entrega

Punto de Entrega	Flujo Máximo Diario Requerido	Presión	Temperatura	
			Mínimo	Máximo
	MMPCD	kPa man	(°C)	(°C)
Planta de Licuefacción de Gas Natural	330	4,826.33 (700 psig)	10.0	50.0
Planta de Metanol	110	4,826.33 (700 psig)	10.0	50.0
TOTAL	440			

I.4.1.3 Descripción de Proceso

- **Punto de Recepción de Gas Natural**

En el km 17+040 del Ramal Puerto Libertad del Gasoducto Sásabe-Guaymas se localiza el Punto de Interconexión de Gas Natural, donde se recibe el GN a una Presión mínima de 800 psig y una Presión

máxima de 1,200 psig en el Filtro Separador (FS-001). El Filtro (FS-001) es del tipo Coalescedor y cuenta con un arreglo 1+0 (uno en operación) para la remoción de impurezas líquidas y sólidas con una eficiencia del 99,9%. El filtro separador tiene capacidad de filtrar 144,2 m³/s (440 MMPCSD) estándar de GN y una presión de Diseño de 1 440psig.

Aguas arriba del Filtro Separador (FS-001), se considera una válvula XV para cuando se requiere aislar las instalaciones ubicadas en el “Punto de Recepción de Gas Natural” (km 0+000).

El filtro está diseñado de acuerdo con el código ASME Sección VIII, Div.1 en su última edición. El filtro cuenta con sus respectivas válvulas de corte de tipo bola, tanto en la alimentación como en la descarga. El diseño de este filtro direcciona el GN a la primera etapa, donde las partículas sólidas son separadas de la corriente de gas y las partículas líquidas coalescen en gotas más grandes para ser colectadas en el sumidero del filtro. Aunado a lo anterior, el filtro está provisto de un transmisor de nivel en ambos sumideros, de tal forma que al presentarse en la operación un alto nivel de condensados, se abran automáticamente las válvulas de control. Cuenta con transmisor-indicador de presión diferencial y un by-pass para propósito de mantenimiento. El filtro está protegido con una válvula de seguridad.

El líquido colectado en las dos piernas del filtro es enviado a un tanque cilíndrico horizontal (T-001) con capacidad de 3,87 m³ y presión de diseño de 100 psig. Este equipo es diseñado de acuerdo con el código ASME Sec. VIII Div. 1; y tiene un transmisor de nivel para monitorear el nivel de su contenido, un manómetro y un venteo con Arrestador de flama.

Se cuentan con las preparaciones necesarias para la instalación de filtros en paralelo a futuro, para cuando se requiera aumentar la capacidad de transporte a 409.6 m³/s (1,250 MMPCSD) estándar de GN.

El GN proveniente del filtro separador (FS-001) ingresa a la Estación de Medición (EM-001) y posteriormente a la Trampa de Envío de Diablos (L-001).

La Estación de Medición (EM-001) es capaz de medir el flujo unidireccionalmente y cuenta con un arreglo de 2+1 (2 brazo en operación y 1 en espera). El patín de medición cuenta con tubos acondicionadores de flujo, medidor de flujo del tipo ultrasónico, análisis de calidad del gas, transmisores indicadores de presión y temperatura, así como un computador de flujo y un sistema de medición local de presión y temperatura, asegurando de esta manera la recepción del GN. Cada brazo tiene una capacidad de operación 72.1 m³/s (220 MMPCSD) estándar de GN y una presión de diseño de 1,440 psig.

La trampa de envío de diablos de 42”x36” (L-001) operará cuando se lleve a cabo el mantenimiento del ducto. Para tal efecto, se alinean las válvulas manuales que permitan las maniobras para el envío del diablo instrumentado. Para verificar la operación de este equipo se cuenta con indicadores de presión locales, así

como con indicadores de paso de diablo con indicación local. La trampa cuenta además con una línea de desvío y una tapa de apertura y cierre rápido.

En la Trampa de Envío de Diablos (L-001) se considera una válvula XV para cuando se requiere aislar las instalaciones ubicadas en el “Punto de Recepción de Gas Natural” (km 0+000).

Al salir de Trampa de Envío de Diablos (L-001), el GN sigue su trayectoria a lo largo de 4+000 km de ducto terrestre, no sin antes pasar a través de una junta monolítica. La junta monolítica es un dispositivo no desmontable que provee de aislamiento eléctrico a la tubería de tal forma que se disminuya el riesgo de la corrosión y se eviten fallas en el equipo eléctrico por corrientes inducidas.

El ducto está diseñado con tubería de acero al carbono API 5L grado X70 SAW o ERW soldadura longitudinal o helicoidal; la presión de diseño del ducto es de 1,440 psig.

- **Puntos de Entrega de Gas Natural**

El GN recibido continua su trayectoria al salir hacia la superficie mediante una junta monolítica hacia la Trampa de Recibo de Diablos (R-001) en el km 4+000. En la trampa de recibo de diablos se considera una válvula ESDV, para cuando se requiera aislar las instalaciones ubicadas en el “Punto de Entrega de Gas Natural” ante una emergencia.

La trampa de recibo de diablos de 42”x36” (R-001) operará cuando se lleve a cabo el mantenimiento del ducto. Para tal efecto, se alinean las válvulas manuales que permiten las maniobras para el recibo del diablo instrumentado. Para verificar la operación de este equipo se cuenta con indicadores de presión locales, así como con indicadores de paso de diablo con indicación local. La trampa cuenta además con una línea de desvío y una tapa de apertura y cierre rápido.

Posteriormente, el GN proveniente de la Trampa de Recibo de Diablos (R-001) ingresa al Filtro Separador tipo Coalescedor (FS-002) en un arreglo 1+0 (uno en operación) para la remoción de impurezas líquidas y sólidas con una eficiencia del 99,9%. El filtro separador tiene la capacidad de filtrar 144.2 m³/s (440 MMPCSD) estándar de GN y una presión de Diseño de 1,440psig.

Los filtros están diseñados de acuerdo con el código ASME Sección VIII, Div.1 en su última edición. Cada filtro cuenta con sus respectivas válvulas de corte de tipo bola, tanto en la alimentación como en la descarga. El diseño de este filtro direcciona el GN a la primera etapa, donde las partículas sólidas son separadas de la corriente de gas y las partículas líquidas coalescen en gotas más grandes para ser colectadas en el sumidero del filtro. Aunado a lo anterior, los filtros tienen un transmisor de nivel en ambos sumideros, de tal forma que cuando se presente en la operación un alto nivel de condensados, se puedan

abrir automáticamente las válvulas de control. Cada equipo de filtración cuenta con transmisor-indicador de presión diferencial y un by-pass para propósito de mantenimiento. Cada filtro está protegido con una válvula de seguridad.

El líquido colectado en las dos piernas del filtro es enviado a un tanque cilíndrico horizontal (T-002) con capacidad de 3,87 m³ y presión de diseño de 100 psig. Este equipo es diseñado de acuerdo con el código ASME Sec. VIII Div. 1. Este tiene un transmisor de nivel para monitorear el nivel de su contenido, un manómetro y un venteo con Arrestador de flama.

Se cuentan con las preparaciones necesarias para la instalación de filtros y una EMRyC a futuro, para cuando se requiera aumentar la capacidad de transporte a 409.6 m³/s (1,250 MMPCSD) estándar de GN.

Agua abajo del Filtro Separador (FS-002), se tiene un cabezal que se encarga de distribuir GN hacia sus diferentes destinos: el Punto de Entrega “Planta de Licuefacción de Gas natural” y el Punto de Entrega “Planta de Metanol”. En este cabezal se cuenta con análisis de calidad del gas.

- **Punto de Entrega “Planta de Licuefacción de Gas Natural”**

El primer disparo proveniente del cabezal común ingresa al patín de regulación de la EMRyC-001 con dirección al Punto de Entrega “Planta de Licuefacción de Gas natural”.

La EMRyC-001 es capaz de operar y medir el flujo unidireccionalmente, el patín de medición y el patín de regulación cuentan con un arreglo de 2+1 (2 brazos en operación y 1 en espera). El patín de medición cuenta con tubos acondicionadores de flujo, medidor de flujo del tipo ultrasónico, análisis de calidad del gas, transmisores indicadores de presión y temperatura, así como un computador de flujo y un sistema de medición local de presión y temperatura. El patín de regulación cuenta con una válvula PCV para asegurar las condiciones de entrega del GN.

Cada brazo tiene una capacidad de operación de 54.08 m³/s (165 MMPCSD) estándar de GN y una presión de entrega de 700 psig; la presión de Diseño de la EMRyC es 1,440psig.

A la salida de la EMRyC-001 se considerará una válvula XV para garantizar el cierre de las instalaciones ubicadas en el “Punto de Entrega de Gas Natural”, no sin antes pasar a través de una junta monolítica con el propósito de aislar el sistema de protección catódica y como límite de batería.

- **Punto de Entrega “Planta de Metanol”**

El segundo disparo proveniente del cabezal común ingresa al patín de regulación de la EMRyC-002 con dirección al Punto de Entrega “Planta de Metanol”.

La EMRyC-002 es capaz de operar y medir el flujo unidireccionalmente, el patín de medición y el patín de regulación cuentan con un arreglo de 1+1 (1 brazo en operación y 1 en espera). El patín de medición cuenta con tubos acondicionadores de flujo, medidor de flujo del tipo ultrasónico, análisis de calidad del gas, transmisores indicadores de presión y temperatura, así como un computador de flujo y un sistema de medición local de presión y temperatura. El patín de regulación cuenta con una válvula PCV para asegurar las condiciones de entrega del GN.

Cada brazo tiene una capacidad de operación de 36.05 m³/s (110 MMPCSD) estándar de GN y una presión de entrega de 700 psig; la presión de Diseño de la EMRyC es 1,440psig.

A la salida de la EMRyC-002 se considera una válvula XV para garantizar el cierre de las instalaciones ubicadas en el “Punto de Entrega de Gas Natural”, no sin antes pasar a través de una junta monolítica con el propósito de aislar el sistema de protección catódica y como límite de batería.

- **Diagrama de flujo de proceso**

En la siguiente figura se muestra el diagrama de flujo de proceso, el cual se presenta en el **Anexo 4**.

Sub-Ramal de Interconexión de 4 Km en Puerto Libertad
 MPL Transportation Holdings, S. de R.L. de C.V.

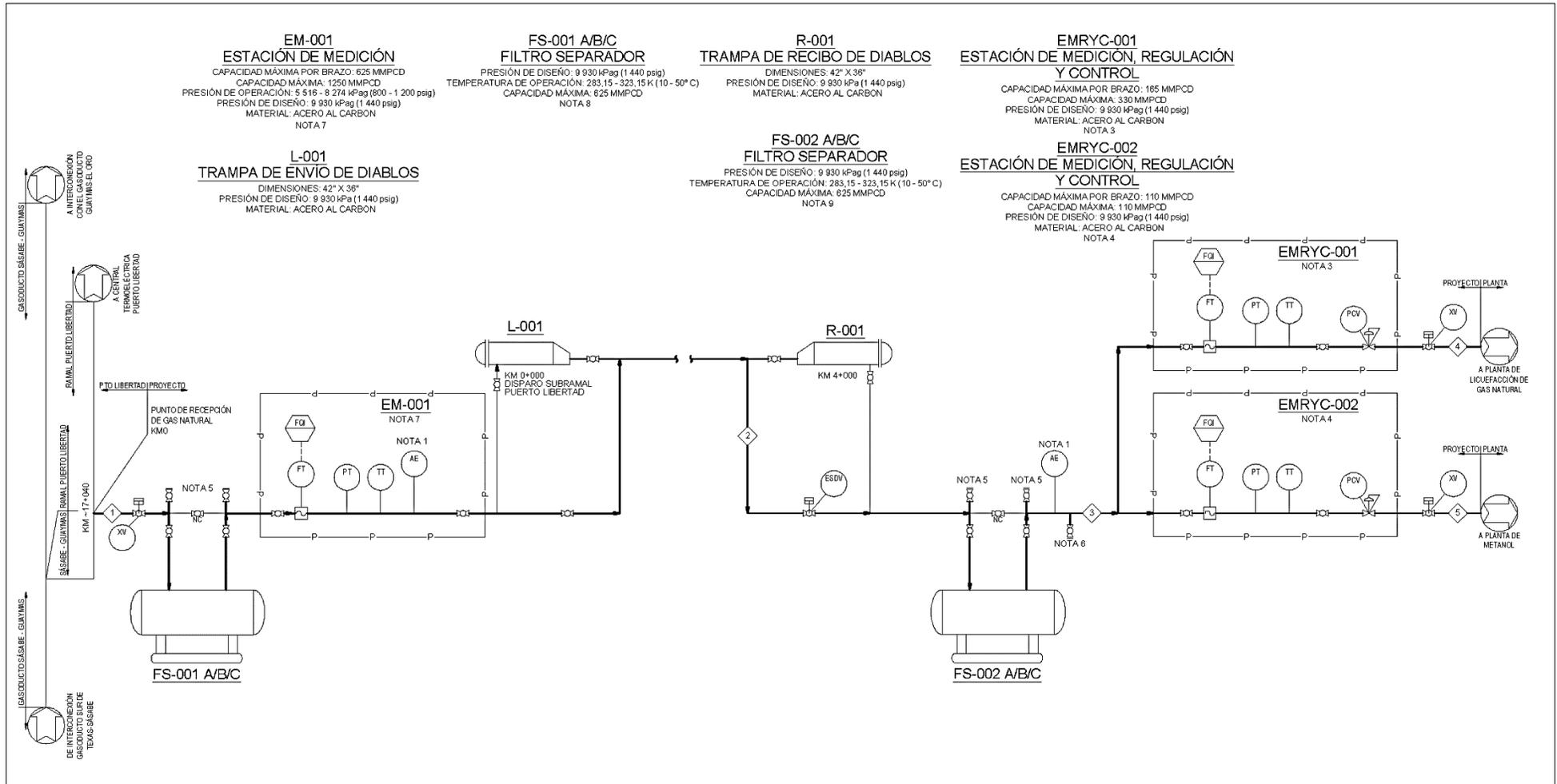


Figura 18. Diagrama de flujo

- **Diagramas de tubería e instrumentación**

Debido a la etapa en la que se encuentra el proyecto, aún no se cuenta con los diagramas de tubería e instrumentación.

I.4.2 Pruebas de verificación

I.4.2.1 Prueba hidrostática

En este caso al tratarse de un ducto nuevo, se podrá elegir entre la prueba de la totalidad del ducto o por tramos, dependiendo de las características del sistema. Una vez concluida la instalación del ducto en la zanja y realizados los empates, se debe efectuar la prueba de hermeticidad. En caso de la prueba por tramos, se debe poner especial cuidado en la inspección de las soldaduras de empate entre los tramos probados. En las etapas subsecuentes de la ingeniería se debe especificar el valor de la presión de prueba por segmento de acuerdo con el procedimiento de la prueba establecido, especificando los segmentos de prueba.

Todo ducto a ser utilizado en un nuevo segmento debe ser probado hidrostáticamente en fábrica a una presión de prueba (misma que debe ser indicada en las etapas subsecuentes de la ingeniería).

La presión de prueba puede incluir una combinación de presión de prueba interna y a provisión para tensiones de final de carga impuesta por el equipo de prueba hidrostática en la fábrica de ductos según lo permitido por la especificación API 5L.

Si la prueba es hidrostática, la presión debe mantenerse como mínimo 8 horas y si es neumática debe mantenerse 24 horas.

Si el ducto está diseñado considerando un aumento de presión en el espesor mínimo por corrosión, la presión de prueba debe estar acorde a la relación:

$$(\text{Espesor mínimo requerido} + C) / \text{Espesor mínimo requerido}$$

Esto acorde a la NOM-007-ASEA-2016.

Si no se tienen las condiciones adecuadas para implementar una prueba hidrostática por condiciones extremas tales como, baja temperatura del suelo donde están alojados los ductos o por insuficiente disponibilidad de agua con calidad satisfactoria libre de materiales que sedimenten, se puede implementar una prueba neumática.

Al término de la prueba no debe existir cambio en la presión, más que el atribuible a una variación en temperatura o presión atmosférica, el cual debe demostrarse mediante la memoria de cálculo correspondiente. En caso contrario, el sistema se debe revisar hasta eliminar todas las fugas, repitiendo la prueba las veces que sean necesario hasta demostrar la hermeticidad del mismo.

I.4.2.2 Prueba neumática

Los requisitos de prueba para ductos de acero que operen a esfuerzos tangenciales de 30% o más de la Resistencia mínima de cedencia (RMC). La RMC debe ser la establecida en la especificación del ducto (de acuerdo con NOM-007-ASEA-2016).

I.4.2.3 Prueba de hermeticidad

Durante la prueba, se deben generar los registros de presión y temperatura (estos deben generarse durante la vida útil del ducto).

Todos los tramos del ducto deben ser probados, en caso de que existan, deben localizarse y eliminarse todas las fugas.

I.5 PROCEDIMIENTOS Y MEDIDAS DE SEGURIDAD

I.5.1 Procedimiento para preparación y respuesta a emergencias

Para la preparación y atención de emergencias durante la operación del proyecto, se cuenta con el procedimiento MPL-PROC-001. Preparación y Respuesta a Emergencias; cuyo objetivo es:

“Establecer los lineamientos para la preparación y desarrollo de una respuesta efectiva ante las situaciones de emergencias reales o potenciales que se pueden suscitar en las instalaciones y que deberán ser atendidas por el personal del sitio y/o organizaciones de soporte externo. Los objetivos del procedimiento son:

- Proteger al personal durante el desarrollo de una emergencia.
- Reducir el daño al medio ambiente.
- Reducir los daños a la propiedad.
- Contener y controlar los sucesos desarrollados durante la emergencia.
- Minimizar el paro del servicio de entrega.”

De acuerdo con este documento, el procedimiento de respuesta a emergencias es el siguiente

6.0 PROCEDIMIENTO

6.1 Prevención de Incendios:

6.1.1 Cada estación (recepción o entrega), contará con un croquis o plano general, colocado ya sea en la entrada o punto común de estancia con la finalidad de facilitar a visitantes y contratistas la ubicación de las salidas de emergencias y puntos de reunión.

6.1.2 Todos los trabajadores, contratistas y visitantes, deberán apearse a las instrucciones de seguridad aplicables a cada estación durante su estancia en la misma. Dichas instrucciones, serán proporcionadas por personal de la instalación a través de las inducciones o bien antes de comenzar alguna actividad (por ejemplo, trabajos de corte y/o soldadura). Los visitantes y contratistas en todo momento deberán acatar las instrucciones de seguridad del personal de la instalación. El objetivo de la inducción es la familiarización con la señalización, conocer la ubicación de puntos de reunión, rutas de evacuación y medidas de seguridad generales.

6.2 Plan de Simulacros.

6.2.1 En base a los posibles escenarios de emergencias que pueden afectar al sistema de transporte; se ha desarrollado el Plan de Simulacros de Emergencia.

6.2.2 Se debe realizar la planeación de los ejercicios de emergencia para asegurar que cada instalación involucrada (estaciones o ducto) gestione la preparación para emergencias.

6.2.3 El Plan de Simulacros identificará los tipos de ejercicios de emergencia requeridos dentro de cada instalación (estaciones de recepción o entrega o ducto).

6.2.4 La planeación de los simulacros de emergencias de incendio, deberá hacerse constar por escrito.

6.2.5 Los posibles escenarios de manera general son:

- Fugas (ducto /estaciones de recepción o entrega).
- Incendios (ducto/ estaciones de recepción o entrega).
- Explosiones (ducto/ estaciones de recepción o entrega).

6.3 Notificación del Escenario.

6.3.1 Con antelación o en el mismo día del ejercicio de emergencia, se informará a un número mínimo de personal sobre el escenario para que participen como observadores o como lesionados. El coordinador del ejercicio preparará y expedirá el escenario acorde al Plan de Simulacros.

6.4 Ejercicio de Emergencia.

6.4.1 El coordinador del ejercicio deberá asegurar que todas las personas seleccionadas e identificadas como lesionadas u observadores, etc., estén en su lugar al momento designado para la implementación del ejercicio.

6.5 Reunión de Revisión y Evaluación del Ejercicio.

6.5.1 Inmediatamente al término del ejercicio, los participantes y observadores principales se reunirán para revisar el ejercicio, tomarán nota de las observaciones o mejora. A través de la evaluación, se determinarán las acciones correctivas o de mejora.

6.6 Registro de Acciones y Custodio de Los Registros.

6.6.1 El Gerente de Operaciones y Mantenimiento, es el custodio del registro y acciones del ejercicio de emergencia. Esto incluye el documento de planeación y el de resultados y evaluación del ejercicio, al igual que la videograbación/ fotos del ejercicio de emergencia. El Gerente de Operaciones y Mantenimiento tiene la responsabilidad de llegar al cierre de las acciones de seguimiento identificadas

6.7 Inicio de Emergencia.

6.7.1 Cualquier empleado, contratista, o visitante que primeramente presencie una emergencia, deberá:

- Notificar la emergencia al operador en Cuarto de Control, a través de: radio, teléfono o bien activando la alarma de emergencia más cercana.
- La persona que contacte a Cuarto de Control, deberá seguir las instrucciones que proporcione el operador en turno o su suplente.
- En caso de que el trabajador/contratista/ visitante, pueda controlar la situación SIN EXPONERSE a un riesgo (por ejemplo, un fuego incipiente y éste sea competente en el uso de extintores), podrá intervenir para controlar la situación, caso contrario, deberá acudir al punto de reunión más cercano y más seguro según lo establecido en la plática de seguridad o por el Coordinador de la Emergencia.

6.8 Respuesta del Personal/Visitantes/ Contratistas ante la Presencia de una Alarma de Emergencia:

- Mantenga la calma.
- Suspenda inmediatamente sus actividades y si tiene equipos encendidos, apáguelos.
- Desaloje el área y diríjase al punto de reunión siguiendo las rutas de evacuación establecidas.

- Camine, no corra, salga ordenadamente y no empuje a los demás.
- Si está atendiendo visitas, intégrealas al grupo e indíqueles que instrucciones deberán seguir.
- No regrese a su área de trabajo hasta que sea notificado del fin de la emergencia y que se autorice el re-ingreso al área o instalación.
- Consultar diagrama del proceso de respuesta ante emergencias.

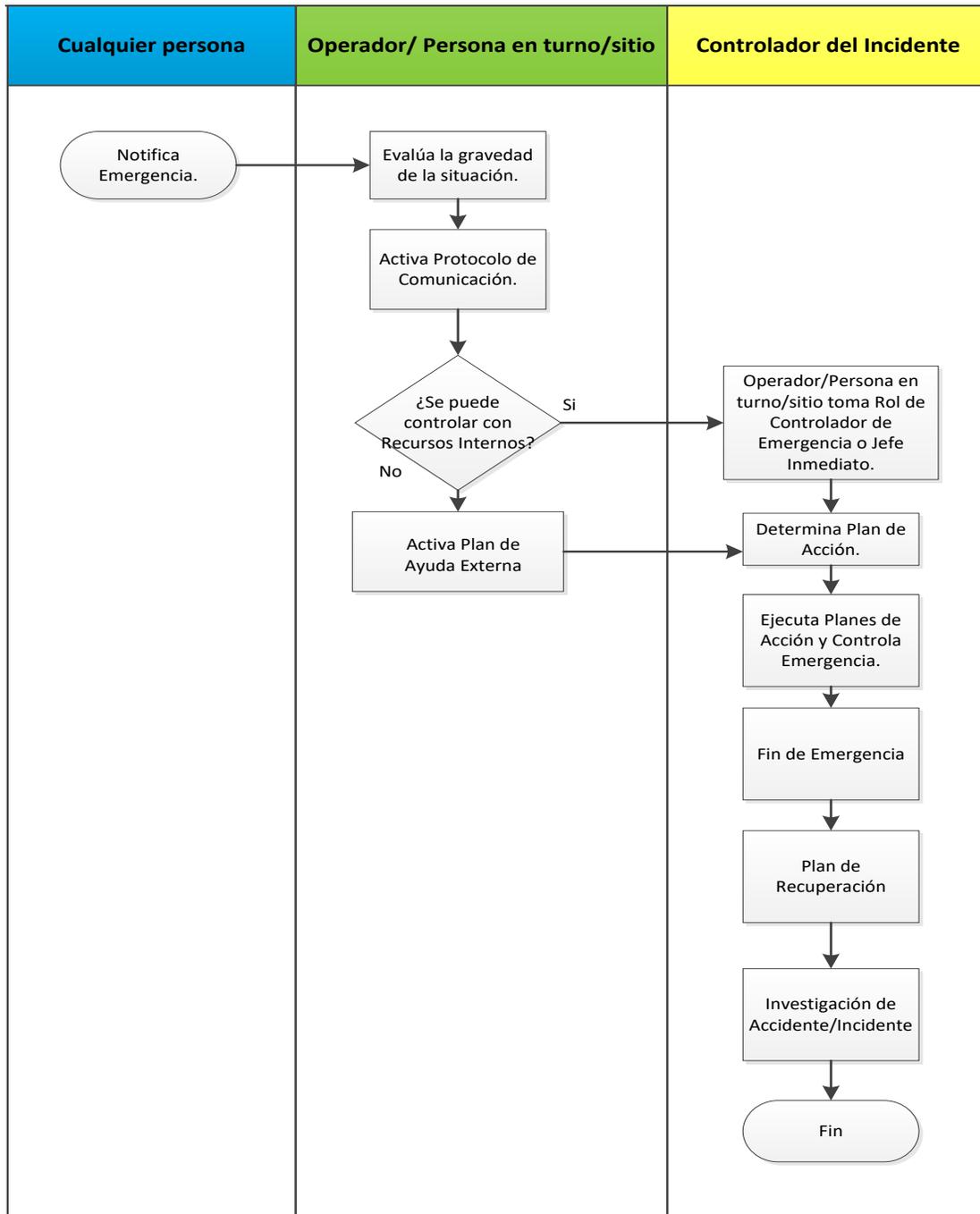


Figura 19. Proceso de Respuesta ante Emergencias

6.9 Respuesta ante Emergencia:

6.9.1 El operador, personal en turno/sitio, evaluará la gravedad de la situación y durante la emergencia, asumirá inmediatamente la responsabilidad del Controlador de la Emergencia hasta que el Jefe Inmediato tome el puesto de Controlador de Emergencia.

6.9.2 El Controlador de la Emergencia, determinará en base a la gravedad de la situación:

- Si la emergencia se puede controlar con recursos internos y/o externos.
- Acciones operativas a seguir, incluyendo primeros auxilios
- Instrucciones requeridas a la brigada multifuncional.
- En caso de ser necesario, se solicitará ayuda externa (protección civil, bomberos, etc.).
- Activará protocolo de comunicaciones/ notificación: La atención al evento es la prioridad y el proceso de notificación/comunicaciones no debe interferir para que se atienda adecuadamente la emergencia en cuestión.

6.10 Proceso de Evacuación:

6.10.1 La evacuación del personal se lleva a cabo de acuerdo al nivel de emergencia. En caso de que la emergencia escale, el controlador de la emergencia debe evitar exponer al personal y asegurará que la evacuación del personal se lleve a cabo. Las acciones a seguir son las siguientes:

- Dar la señal de evacuación de las instalaciones
- Definir los puntos de reunión y rutas de evacuación más seguros.
- Los responsables de visitas, deberán llevar a los grupos de personas hacia zonas de riesgo menor y supervisando que nadie se quede en su área de trabajo.
- Conducir a las personas durante la evacuación hasta un lugar seguro a través de rutas libres de peligro.
- Realizar un censo de las personas al llegar al punto de reunión.
- Coordinar el regreso de personal a las instalaciones cuando ya no exista peligro.
- En el caso de estar presente personal con algún tipo de discapacidad, deberá asignarse una persona exclusivamente para dicha persona y en todo momento deberá permanecer bajo su supervisión y cuidado.

6.11 Post – Emergencia.

6.11.1 El objetivo es establecer las acciones básicas que se deberán tomar posteriores a una emergencia, con el fin de tomar las lecciones aprendidas correspondientes y las medidas necesarias para que el personal, activos, ambiente y la emergencia, se recuperen adecuadamente.

6.11.2 A continuación se presentan las acciones más importantes a considerar posteriores a una emergencia, las cuales apoyarán a la recuperación adecuada de las instalaciones y del personal involucrado.

- Establecer un equipo de recuperación.
- Establecer prioridades para resumir las actividades de recuperación y las prioridades de acuerdo al incidente.
- Mantener la seguridad del personal en el sitio, reducir riesgos remanentes en la escena de la emergencia.
- Mantener registro detallado del incidente/accidente. El audio, video y fotografías posteriores son considerados necesarios para registrar los daños existentes y tener evidencia objetiva de lo ocurrido.
- Es necesario establecer los costos relacionados con los daños, para determinar los equipos o materiales requeridos para realizar los trabajos de reparación.
- Con el apoyo de Capital Humano, notificar a las familias de los empleados con respecto al estatus del personal en el sitio.
- Informar a la empresa de seguros y a las dependencias gubernamentales respectivas en caso de ser necesario
- Proteger áreas del sitio sin daño, restaurar energía en sitio, asegurar físicamente las instalaciones, asegurar los equipos, remover agua y desechos generados en caso de existir.
- Realizar con el apoyo la compañía de seguros un inventario de los bienes dañados.
- Elaborar un reporte de las condiciones del sitio.
- Realizar una investigación de incidente.

6.12 Capacitación del Personal.

6.12.1 Todo el personal requiere algún tipo de entrenamiento para actuar ante una emergencia, razón por la cual la gerencia de operación y mantenimiento, deberá determinar, en base a los riesgos y posibles escenarios de emergencias, los tipos de entrenamiento que requiere el personal.

1.5.2 Procedimiento de fuga o ruptura de ducto

El objetivo del procedimiento MPL-PROC-002. Procedimiento de fuga o ruptura de ducto, es “Establecer los pasos que se deben seguir, en caso de que se sospeche o detecte una fuga o ruptura del gasoducto

De acuerdo con este documento, el procedimiento de respuesta a emergencias es el siguiente

6.0 PROCEDIMIENTO

6.1 Cuarto de Control de Gas (Control de Gas)

- Se sospecha o detecta una fuga o ruptura en el gasoducto a través de una fuente confiable:
 - Presión o fluctuaciones de flujo anormales a través de SCADA o indicaciones del Sistema de Detección de Fugas (LDS).
 - Reporte de personal de la compañía.
 - Reporte de terceros.
- Verifique la existencia y ubicación de la fuga o ruptura de línea mediante las siguientes acciones:
 - Enviar al técnico en turno como Primer Respondiente.
 - Monitorear los datos de presión y flujo utilizando el sistema SCADA y/o LDS.

Nota: Tan pronto sea posible después de recibir notificación de una sospecha de fuga, la presión del ducto debe ser limitada a la presión observada a la hora que la fuga fue detectada.

- Notificar a:
 - Director de Transporte
 - Gerente de Transporte
 - Gerente de Operaciones & Mantenimiento en turno.
 - Asesor de Seguridad y Salud
 - Protección Civil (Estatal): “Se está investigando un evento de emergencia potencial ubicado en XX, se informará en cuanto la información esté disponible”

6.2 Técnico en turno

- Como Primer Respondiente, confirmar la fuga o ruptura de línea.
- Solicite al Gerente de Operaciones en turno que active el puesto de comando.
- Ejecute estrategia de aislamiento con Cuarto de control de Gas.
- Confirme el aislamiento del área afectada, incluyendo posición de la fuga.
- Verifique, visualmente o con otros métodos de inspección, la integridad de la línea afectada.
- Declare línea disponible/indisponible para servicio.

6.3 Gerente de Operaciones & Mantenimiento en turno

- Llamar a Primer Respondiente y evaluar situación
- Documente todas las acciones
- Despache al comandante de la brigada multifuncional a la escena.
- Establezca el Comité de Atención a Emergencias y roles funcionales.
- Notifique a servicios públicos de atención a emergencias
- Inicie procedimiento de asignación de capacidad y declaración de Fuerza Mayor.

6.4 Control de gas

Una vez que el Primer Respondiente o fuente confiable confirma la existencia de una fuga o ruptura de línea:

- Fuga: la presión en la instalación debe ser controlada al límite prescrito por la evaluación de ingeniería. A falta de esta, el Control de Gas debe operar la instalación afectada de acuerdo a la tabla 1.
- Ruptura: desarrollar una estrategia de aislamiento y evaluar el impacto potencial en los flujos.
- Intensifique estrategias de manejo de empaque para mitigar impactos (ej. reducir presión.)
- Inicie/confirme la estrategia de aislamiento.
- Estime la capacidad en el área afectada y de requerirse implemente reducciones de recibo.
- Control de Gas debe determinar cuándo aislar el ducto basado en información de SCADA o la transmitida por el Primer Respondiente.

Tabla 19. Atención de fugas

ID	Nivel de Peligro	Ejemplo/Características	Control de Presión al momento del descubrimiento
1	Determinado como no peligrosa al momento de detectarse y puede esperarse razonablemente que permanezca no peligrosa (no propagante) dentro de algunos meses y durante la excavación	<ul style="list-style-type: none"> • Fuga en cuerpo de válvula confirmada, • Fuga en conexiones confirmada (ej. anillo-o, brida de junta), o fuga en conexión roscada, o • Asociadas a ductos menores a NPS 2 y con espesor de hasta 80 o mayor 	Continuar operando a presión normal
2	Reconocida como estable y no peligrosa al detectarse, pero justifica una reparación programada basado en el potencial de peligro futuro	<ul style="list-style-type: none"> • Sospecha o confirma de estar asociada a un NPS 2 o ducto mayor, y • detectable con equipo de detección de fugas dentro de 3 m (10 ft) del lugar de la fuga, o • audible solo dentro de una ubicación cercana (entre 3 m o 10 ft) 	Mantener la presión del momento de descubrirse la fuga, sin operar cambios Asegurar el área para impedir acceso al público

ID	Nivel de Peligro	Ejemplo/Características	Control de Presión al momento del descubrimiento
3	Reconocida como estable y no peligrosa al detectarse, pero justifica una reparación a tiempo basada en el peligro potencial	<ul style="list-style-type: none"> Sospecha o confirma de estar asociada a un NPS 2 o ducto mayor, y detectable con equipo de detección de fugas dentro de 10 m (30ft) del lugar de la fuga, o audible dentro de 20 m o 60 ft, o evidencia de terreno congelado o inicio de un domo de hielo causado por una fuga de gas 	Reducir presión al 80% del momento de descubrirse la fuga Asegurar el área para impedir el acceso del público
4	Representa un peligro probable o inmediato a personas o propiedades, y requiere reparación inmediata y acción continua hasta que las condiciones ya no sean de peligro	<ul style="list-style-type: none"> audible desde ubicación mayor a 45 m causa desplazamiento de tierra o rocío del agua suelo frío o con domo de hielo lecturas por volumen mayores a 20% de metano (200,000ppm) 	Aislar inmediatamente la línea y reducir por completo a presión

6.5 Integridad de ductos

Verifique la información disponible de la fuga (sospecha o confirmada) y desarrolle una evaluación de ingeniería para revisar los lineamientos de presión para Control de Gas basado en las circunstancias específicas.

6.6 Control de gas

- Registre secuencia de eventos
- Elabore el registro de llamada inicial
- Registre las restricciones de flujo e impacto inicial
- Registrar llamadas de medios y Reportar al personal de Comunicaciones del Gerente de Planta
- Declaración a Medios: “Cualquier pregunta será contestada por el Gerente de Planta. Por favor proporcione sus datos de contacto y se los pasaremos a él para que se pongan en contacto con usted”

I.5.3 Procedimiento de aislamiento

El objetivo del procedimiento MPL-PROC-003. Procedimiento de aislamiento, es “Establecer los pasos que debe seguir el personal de Control de Gas en caso de que sea necesario aislar las instalaciones del gasoducto.”

De acuerdo con este documento, el procedimiento de respuesta a emergencias es el siguiente

6.0 PROCEDIMIENTO

1. Notifique del impacto potencial a todos los Operadores Conectados al Ducto.
 - a) Solicite una reducción inmediata en los flujos de recibo.
 - b) Mantenga el flujo de entrega cuanto sea posible para reducir empaque en el área para lograr los ajustes del cierre por baja presión (LPSD) en las válvulas de línea principal (si aplica)
2. Aísle (cierre) el gasoducto (remotamente y/o despache a un operador para operación manual).
3. Asegúrese que el gasoducto está aislado para minimizar pérdida de gas (confirme el estatus de las válvulas).
4. El reinicio de actividades puede iniciar solo con la verificación del Director de Transporte

Tabla 20. Lista de verificación

ID	Evento	Acciones posibles	Notificaciones
1	Se sospecha o detecta una fuga o ruptura de la línea	<ul style="list-style-type: none"> • Envíe al Técnico en turno como Primer Respondiente • Utilice el sistema SCADA para verificar si hay indicaciones de fuga o ruptura de la línea, (tendencias): • Contacte a Operadores Conectados al ducto para verificar • Limite la presión a la presión del momento del descubrimiento (max) • Desarrolle una estrategia de aislamiento y evalúe los impactos potenciales 	<ul style="list-style-type: none"> • Técnico en turno (Primer Respondiente) • Gerente de Operaciones y Mantenimiento en turno • Control de Gas
2	Fuga o ruptura de la línea confirmada	<p>Por Control de Gas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Asigne las tareas del cuarto de control • Determine el impacto de las operaciones del sistema con Operadores Conectados al Ducto, si aplica. • Comience la estrategia de aislamiento con el personal Regional. • Intensifique estrategias de manejo de empaque (reducir presión) • Implemente y registre las reducciones de flujo que sean necesarias • Asegúrese de notificar a todas las partes afectadas, corriente arriba / abajo. • Confirme el aislamiento del área afectada, incluyendo las posiciones de la válvula con el personal Regional. • Determine la tasa de fugas y pérdida de gas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Gerente de Operaciones y Mantenimiento en turno • Personal del Control de gas en turno/ • Partes afectadas <p>Nota: Después del restablecimiento, sólo se podrá solicitar la reanudación del flujo una vez que el Director de Transporte haya confirmado que es seguro.</p>
		<p>Por el Gerente de Transporte:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Documente todas las acciones • Despache al Comandante de Incidente a la escena • Establezca el Centro de Operaciones de Emergencia (COE) y roles funcionales 	<ul style="list-style-type: none"> • Notificar a Director de Transporte • Notificar a agencias aplicables y servicios de emergencia

ID	Evento	Acciones posibles	Notificaciones
		<ul style="list-style-type: none"><li data-bbox="620 237 1107 300">• Inicie procedimiento de asignación de capacidad y declaración de Fuerza Mayor.	

I.5.4 Procedimiento para patrullaje de la franja de desarrollo (derecho de vía)

El objetivo del procedimiento MPL-PROC-004. Procedimiento para patrullaje de la franja de desarrollo (derecho de vía), es “Establecer los lineamientos que se deben seguir para llevar a cabo el patrullaje y vigilancia de la Franja de Desarrollo del Sistema e instalaciones superficiales del sistema de transporte de gas natural del Gasoducto de MPL Transportation Holdings, S. de R.L. de C.V.”

De acuerdo con este documento, el procedimiento de respuesta a emergencias es el siguiente

6.0 PROCEDIMIENTO

6.1 Patrullaje

MPL Transportation Holdings, S. de R.L. de C.V. establece en su sistema de transporte de gas natural, un programa de patrullaje para observar las condiciones de la superficie de la franja de desarrollo del sistema y áreas adyacentes, en busca de indicios de Fugas, cambios en clase de localización, invasiones, robos o sustracción de Componentes o dispositivos, daños por terceros, condiciones inseguras del ducto, actividades de construcción, excavaciones, tomas clandestinas, perforaciones en los Ductos y cualquier otro factor que pueda afectar la Seguridad Industrial y Seguridad Operativa del sistema.

Durante la inspección visual de la franja de desarrollo del sistema y las instalaciones se debe poner especial atención a:

- Áreas pobladas y/o protegidas de biósferas
- Carreteras
- Cruces de ríos y ferrocarril
- Áreas públicas de recreo como parques y campos de juego.
- Estar alerta a cualquier cambio de coloración en el suelo o en la detección de vegetación
- Muerta y/o el crecimiento de vegetación de diferentes especies que pudiera indicar posibles fugas de gas
- Efecto de la exposición a la intemperie o movimiento de las tuberías;
- Cambios en la topografía que pudieran afectar a las instalaciones;
- Posible manipulación peligrosa, vandalismo, daños o evidencia de tales situaciones;

- Acciones de terceros sobre la franja de desarrollo del sistema;

Aunado a lo antes mencionado en el patrullaje de inspección se deberán considerar los siguientes factores:

- Cruces de la tubería con una línea de falla(sísmica)
- Donde una tubería atraviese una cuesta empinada
- Donde la tubería cruce mantos de agua o esté adyacente a mantos de agua donde el lecho o fondo de río se está moviendo o los bancos son inestables.
- Donde ocurra alguna demolición cercana al gasoducto
- Donde el suelo esté sujeto a licuefacción

Así mismo se deberá poner especial atención en el patrullaje de la franja de desarrollo del sistema inmediatamente posterior a lluvias extremas, inundaciones o movimientos de tierra.

Lluvias Extremas e Inundaciones

La lluvia extrema puede llevar a la exposición localizada del gasoducto. Sin embargo, esto no conllevaría a una falla inicial y podría ser detectado por el patrullaje de vigilancia. Las inundaciones podrían originar zonas donde la tubería quede flotando o expuesta originando movimiento excesivo y posible exceso de tensión.

Las áreas que resultan susceptibles a inundaciones, tales como terrenos pantanosos, canales y ríos, deben ser identificadas durante el patrullaje de inspección de la franja de desarrollo del sistema.

Movimiento de Tierra.

Una de las amenazas a los gasoductos son los sismos o terremotos, es por ello que después de que se presente uno de estos efectos naturales, el personal que realice el patrullaje de inspección deberá poner especial cuidado en las zonas de fallas que se tengan identificadas en sus planos del gasoducto. El personal pondrá especial atención tratando de identificar en la superficie del suelo grietas, deslizamiento de suelo, hundimientos etc.

Como ya se había mencionado otro de los factores que debemos poner especial cuidado, es el vandalismo esta es una amenaza independiente del tiempo. La única información requerida para determinar si el vandalismo es una amenaza probable es revisando el registro histórico de las instalaciones superficiales y enterradas.

El personal que realice el patrullaje de inspección de la franja de desarrollo del sistema deberá reportar inmediatamente al Supervisor de ducto, si detecta cualquier factor que no esté dentro de las condiciones normales de operación del gasoducto y los cuales se mencionan anteriormente.

En caso de que durante el patrullaje se detecte algún hallazgo sobre la franja de seguridad del ducto, éste debe ser investigado por medio de una evaluación directa con el propósito de identificar cualquier Riesgo al sistema que permita cuantificar el mismo e implementar las acciones correctivas que resulten necesarias.

El mantenimiento a elementos que forman parte del sistema será realizado de acuerdo a como se indica en el Programa de Operación y Mantenimiento.

Los patrullajes deben ser como sigue:

6.2 Frecuencia

La frecuencia de los patrullajes se determina en función de la longitud, topografía, acceso y problemáticas particulares de cada línea involucrada, presiones de operación, clase de localización, tipo de terreno, clima y otros factores relevantes. Los intervalos como mínimo entre patrullajes no deben ser mayores a una vez al mes, independientemente de la clase de localización de que se trate.

6.3 Detección de Fugas

La frecuencia de detección de Fugas se determina en función de la longitud, topografía, acceso y problemáticas particulares de cada línea involucrada, presiones de operación, clase de localización, tipo de terreno, clima y otros factores relevantes. Los intervalos de detección de Fugas no deben ser mayores de los establecidos en la siguiente Tabla:

Tabla 21. Intervalos mínimos de detección de fugas

Clase de localización	Periodicidad
1 y 2	1 vez cada 12 meses
3	1 vez cada 6 meses
4 y 5	1 vez cada 3 meses

La forma en que el personal de operaciones realiza el patrullaje, es terrestre en vehículo en donde la franja de desarrollo del sistema lo permita o a pie en donde no se pueda acceder con un vehículo, el patrullaje de inspección quedara asentado en la bitácora de operación y mantenimiento anotando encadenamiento

inspeccionado, condiciones en las que se encontró la zona patrullada o actividades que se estén realizando sobre la franja de desarrollo del sistema o cerca de ella.

El personal que realice el patrullaje deberá portar el equipo (si se cuenta con este), para checar los dispositivos que se encuentran instalados en los diferentes puntos a lo largo de la franja de desarrollo del sistema.

I.5.5 Procedimiento para condiciones naturales adversas

El objetivo del procedimiento MPL-PROC-005. Procedimiento para condiciones naturales adversas, es “Establecer las actividades que deberán ser realizadas en caso de eventos naturales a lo largo de los estados en que se ubican las instalaciones del sistema de transporte de MPL Transportation Holdings, S. de R.L. de C.V., proporcionando información general sobre las precauciones que deberán tomarse cuando se prevén inclemencias climáticas o cuando inesperadamente ocurre una catástrofe natural.”

De acuerdo con este documento, el procedimiento de respuesta a emergencias es el siguiente

6.0 PROCEDIMIENTO

6.1 Terremoto

- Tener siempre a mano un radio portátil a pilas, una linterna y pilas adicionales para ambas.
- Tener siempre a mano un equipo de supervivencia de emergencia con alimentos, sacos de dormir, medicamentos, suministros de primeros auxilios y agua embotellada.
- Bajo ninguna circunstancia se deben utilizar fósforos para prender velas hasta asegurarse que no hay un escape de gas.
- Mantenga la calma. No entre en pánico.
- Si está bajo techo, permanezca ahí. No corra hacia afuera.
- Si está en una casa, almacén o edificio de altura, protéjase bajo un escritorio pesado, una mesa o una cama, o párese en el marco de una puerta lejos de las ventanas. (El marco de una puerta o el núcleo interior de un edificio son los puntos más resistentes y con menor probabilidad de derrumbarse.)
- No corra hacia las salidas de emergencia ya que las escaleras pueden estar rotas o repletas de gente. No utilice los ascensores ya que puede haber un corte eléctrico.
- Si está a la intemperie, permanezca ahí. Aléjese de los edificios para evitar la caída de paredes y escombros. Aléjese del tendido eléctrico y de cables sueltos.
- Si está manejando, deténgase de inmediato y permanezca en el auto. Si es posible, no pare sobre un puente o un paso superior o donde se le puedan caer encima los edificios. El auto podrá protegerlo de la caída de escombros.

- No vuelva a entrar en los edificios dañados. Las paredes podrían derrumbarse una vez terminado el temblor inicial.
- Maneje su auto sólo si es necesario y con mucha precaución. Los caminos deben mantenerse despejados para vehículos de rescate y de emergencia. No ingrese a zonas dañadas a no ser que algún funcionario oficial se lo solicite.
- Tener siempre a mano sus suministros de emergencia, ropa y alimentos en caso de evacuación.

6.2 Programa de recuperación en caso de eventos naturales

- Establecer contacto con el Cuarto de Control de Gas, haciendo un reporte preliminar de la situación.
- Realizar una inspección para evaluar daños a las instalaciones y redactar un reporte.
- Cerciorarse de que no existan líneas de energía eléctrica dañadas o tiradas antes de cerrar los interruptores de acometida.
- Despejar las áreas afectadas por los derrumbes a fin de normalizar las actividades.

El personal de vigilancia se hará cargo de la seguridad de las instalaciones, dándole prioridad a las áreas

6.3 Preparación a condiciones meteorológicas adversas

- Mantenga alimentos disponibles que no necesiten ser cocinados, ya que el suministro de gas o energía podrían no estar disponible.
- Mantenga a la mano suficiente agua embotellada para beber, ya que el suministro de agua para beber pudiese ser suspendido.
- Se deberán mantener disponibles linternas de mano con baterías extras, ya que la energía eléctrica pudiese suspenderse durante la tormenta.
- Se deberán tener disponibles botiquines de primeros auxilios bien almacenados con suficiente contenido para el número de individuos de las instalaciones.
- Tenga a la mano ropa abrigadora e impermeable, así como flotadores o chalecos salvavidas.

6.4 Manejo de Vehículos

- Escuchar los informes de las emisoras de radio locales sobre las condiciones climáticas y el estado de las carreteras.
- Llevar un equipo de supervivencia e iniciar el trayecto con el tanque lleno de gasolina.

En caso de estar atascado durante condiciones climáticas severas:

- No trate de caminar y buscar ayuda en condiciones climatológicas donde exista poca visibilidad.
- Quédese junto al vehículo.
- Manténgase seco y abrigado.
- No se esfuerce en demasía.
- Manténgase tranquilo y calmado.
- Baje un poco la ventana en el lado opuesto del viento para efectos de ventilación.
- Abra el cofre del motor para señalar que está en dificultades.
- Active las luces de emergencia para atraer la atención de otros vehículos o de la policía.
- Encienda el motor del vehículo lo menos posible y sólo en caso de que el humo del escape sea removido por corrientes de aire.
- No permita que todos los pasajeros del vehículo se duerman al mismo tiempo si es necesario pasar la noche en el auto.
- Busque ayuda durante el día una vez que las condiciones climáticas hayan mejorado.

6.5 Huracanes

Es una condición climatológica con fuertes vientos hasta de 119 Km./hr, la cual ocurre normalmente en localidades cerca de la costa. Los riesgos incluyen inundaciones debido a fuertes lluvias, interrupción de la energía por daños a las instalaciones eléctricas debido a los fuertes vientos y/o materiales proyectados por efecto del aire.

En caso de que usted esté enterado sobre un huracán y cuente con suficiente tiempo:

- Evacue el área e informe su ubicación a Cuarto de Control de Gas y a su Gerente de Operaciones y Mantenimiento.
- Continúe escuchando la radio para obtener información o instrucciones relativas al huracán.

6.6 Inundaciones

- Mantener en condiciones idóneas un radio portátil de pilas, luces de emergencia y linternas.
- Escuchar las emisoras de radio locales para obtener información actualizada por parte de los funcionarios locales.
- Almacenar agua potable en envases limpios. Es posible que se corte el suministro de agua.
- Trasládese a un área segura antes de quedarse aislado por la inundación y avisar su paradero al cuarto de control o a la policía.
- No se exponga al peligro. Evite áreas propensas a inundaciones súbitas.
- No intente cruzar a pie un arroyo creciente durante una inundación.

- No intente manejar sobre un camino inundado. Podría quedarse varado.
- Si su auto se atasca en un área inundada, abandónelo. Muchas personas han muerto en inundaciones crecientes al intentar mover un vehículo atascado.
- Aléjese del área de la inundación.

6.7 Incendios Forestales

Los incendios forestales son eventos muy comunes durante la temporada de estiaje, las previsiones a tomar en caso de estar ante un evento de estos son las siguientes:

- Si usted se encuentra en el derecho de vía y observa que tiene próximo un incendio forestal, deberá retirarse de inmediato en sentido contrario al fuego para evitar verse envuelto en un círculo de llamas y continuar su actividad en un punto seguro.
- Si usted se encuentra trabajando en una instalación superficial, deberá asegurarse que no hay fugas en la instalación, verter agua si está adentro de sus posibilidades en los alrededores de la instalación para mantener húmeda la vegetación circundante para mantener una contrarraya y retirarse del área hasta que el incendio haya pasado.
- Dado el daño que un incendio forestal provoca en el medio ambiente, es prudente notificar a Protección Civil de la zona de cualquier incendio forestal.

I.5.6 Válvulas automáticas

Cada Estación EMRYC-001 y EMRYC-002, contarán, al final de la estación; con una válvula de corte automática para aislar la estación, las cuales contarán con indicaciones de estado de abierta ó cerrada, y un control remoto configurado.

Las válvulas automáticas que forman parte de las estaciones EMRYC-001/002 se integrarán al sistema UTR (Unidad de Transmisión Remota).

I.5.7 Válvulas de Seccionamiento (MLV)

El gasoducto de 4 km contará con 2 válvulas de seccionamiento: una válvula de corte automático de 36” en el inicio del ducto y una válvula de corte automático de 36” a la entrada de la estación EMRYC-001/002.

La válvula automática en el inicio del ducto (estación EM-01) se integrará al sistema UTR (Unidad de Transmisión Remota).

I.5.8 Protección Catódica

Existen dos tipos de sistemas de protección catódica, los cuales se pueden combinar o emplear de manera individual:

- a. **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.
- b. **Corriente impresa:** Consiste en inducir corriente eléctrica directa a un ducto enterrado mediante el empleo de una fuente y una cama de ánodos inertes que pueden ser de hierro, grafito, ferro silicio, plomo y plata entre otros. La fuente de corriente eléctrica directa se conecta en su polo positivo a una cama de ánodos inertes y el polo negativo al ducto a proteger.

Es muy importante destacar la existencia de cruzamientos, ya que se debe conocer la efectividad del funcionamiento del sistema de protección catódica en los puntos de cruzamiento como son: Calles, carreteras, vías de ferrocarril y ríos, debido a que en estos lugares si tienen camisa metálica se pueden propiciar aterrizamientos que provocarían una reducción en la efectividad del sistema de protección catódica.

Cuando existan cruzamientos y/o paralelismos con otros ductos, se debe verificar la interacción entre ambos sistemas mediante mediciones de potencial ducto/suelo y establecer las medidas correctivas para minimizar los efectos de la interacción.

Aislamiento eléctrico

El ducto de acero a proteger debe quedar eléctricamente aislado de cualquier otro tipo de estructura metálica o de concreto que no esté considerado en la implementación del sistema de protección catódica, tales como soportes de ductos, estructuras de puentes, túneles, pilotes, camisas de acero protectoras, recubrimientos de lastre entre otros.

Estas juntas aislantes se deben seleccionar considerando factores como su resistencia dieléctrica y mecánica, así como las condiciones de operación del ducto.

Se deben instalar en los siguientes lugares:

- Cabezales de pozos.
- En el origen de ramales.
- En la entrada y salida del ducto, en estaciones de regulación y/o medición.
- En las uniones de metales diferentes para protección contra la corrosión galvánica.

- En el origen y final del sistema de ductos que se deseen proteger para prevenir la continuidad eléctrica con otro sistema metálico.
- En la unión de un ducto recubierto con otro ducto descubierto.

Kits de aislamientos para bridas.

Se trata de un conjunto de piezas colocadas en las uniones bridadas de las tuberías, cuya función es aislar eléctricamente secciones de tuberías en su conexión con equipos principalmente; retardando la corrosión con lo que prolonga la vida útil de las instalaciones.

Los kits de aislamiento están compuestos de juntas aislantes de sellado, tubos aislantes para los espárragos, arandelas aislantes y arandelas de acero.

Las juntas aislantes deben de ser para bridas de cara realzada, deben de proveer un buen aislamiento y sellado, muy buena rigidez dieléctrica, buen rango de temperaturas de operación (-40°C – 120°C) y buena resistencia a la compresión.

El kit de aislamiento debe ser doble para proveer una mejor protección, esto es el número de arandelas aislantes y arandelas de acero del kit corresponden a los extremos de ambas bridas.

Juntas Monolíticas

Una junta monolítica es una estructura compacta prefabricada que provee aislamiento eléctrico en las redes de tuberías. De esta manera se previene la corrosión y se evitan fallas en el equipo eléctrico por corrientes inducidas.

La junta monolítica está compuesta por un armazón, que es una estructura soldada de anillos de acero, aislamiento eléctrico de fibra de vidrio reforzada con resina epóxica y anillos de sellado en una variedad de compuestos elastómeros a seleccionar en base a la temperatura y el fluido a manejar. En los extremos cuentas con carretes de transición que deben ser del mismo material que el de la tubería a la que se va a unir. Finalmente, como recubrimiento debe de tener una pintura dieléctrica epoxi en función del líquido transportado.

Su diseño le brinda una gran resistencia a la torsión y a la flexión, deben ser probada hidrostáticamente por una hora a 1.5 veces la presión de operación, prueba dieléctrica a 5000 VCA 50 Hz por un minuto sin chispa ni ruptura, fuga máxima de 5 mA y resistencia dieléctrica > 15 kV, resistencia eléctrica mayor a 50 M Ω , inspección radiográfica de soldadura con 100% de cordones inspeccionados e inspección ultrasónica con 100% de cordones de soldadura inspeccionados.

Encamisado

En caso de tener un cruce de carretera, el encamisado debe cumplir lo siguiente:

- a. Estar diseñado para resistir las cargas impuestas.
- b. Se deben sellar los extremos del encamisado si existe la posibilidad de que pudiera penetrar agua en el ánulo que forma el Ducto con el encamisado.
- c. Si se sellan los extremos de un encamisado sin ventilación y el sello es lo suficientemente resistente para mantener la Presión máxima de operación permisible (PMOP) del Ducto, el encamisado debe estar diseñado para soportar esta presión a un nivel de esfuerzo no mayor al 72% de la (RMC).
- d. En cruzamientos, se permite instalar Ductos sin encamisar, siempre y cuando en el diseño se haya tomado en cuenta las cargas externas de la misma.
- e. Si se instalan venteos se deben proteger contra agentes atmosféricos para evitar que, entre agua al encamisado.

I.5.9 Recubrimiento

La selección del recubrimiento anticorrosivo será en base a las condiciones a las que se encuentren expuestas las instalaciones. Como primer punto tomaremos en cuenta el mapa de clasificación de zonas climáticas de la República Mexicana, donde el clima correspondiente al lugar del proyecto es cálido subhúmedo y un ambiente rural (ver como referencia Bases de Diseño Generales No. 705990-PR-BD-001).

En el desarrollo de la ingeniería se proponen dos tipos de recubrimiento, FBE y Tricapa.

El recubrimiento Fusión Bonded Epoxy (FBE) consiste en la aplicación externa de una resina en polvo, que, al ser rociada sobre un tubo de acero precalentado a cierta temperatura, se fusiona sobre la superficie de la tubería, formando una capa delgada. Una vez aplicada y curada, la película epoxy exhibe una superficie dura con excelente adhesión al acero; la superficie es homogénea y ofrece alta resistencia a la reacción química. El sistema de recubrimiento FBE proporciona protección a temperaturas moderadas, entre los -40°C y 85°C.

El recubrimiento Tricapa está dividido en 2 tipos, Tricapa de Polietileno (3LPE) y Tricapa de Polipropileno; este tipo de recubrimiento se llama Tricapa porque está formado por tres capas: la primera capa consiste en el recubrimiento FBE anteriormente descrito, posteriormente se aplica una capa de adhesivo que une la primera capa con la tercera y finalmente se aplica una capa que puede ser de polietileno o polipropileno. El sistema de recubrimiento Tricapa Polietileno proporciona protección a temperaturas entre -40°C y 85°C, el sistema de recubrimiento Tricapa Polipropileno proporciona protección a temperaturas entre -40°C y 120°C

Cabe mencionar que el sistema tricapa ofrece una mejor protección de la tubería, así como mayores rangos de temperatura del fluido a transportar, pero también perjudica al resto de los sistemas de protección catódica como celdas de combustión, ocasionando que estos tengan que ser más complejos.

Para la protección de instalaciones superficiales de tubería y estructura metálicas en general como lo son soportes, pasillos, barandales etc., serán recubiertas con pintura de color de acuerdo con lo requerido por la norma NOM-026-STPS-2008. ASME A13.1-2015

I.5.10 Señalamientos

A lo largo de toda la instalación y donde sean requeridas se contará con señales de prohibición, de obligación, precaución, información y contra incendio.

Estaciones de Regulación y/o medición

Las estaciones de medición y regulación (EMRyC) contarán con las señales requeridas por la “NOM-026-STPS-2008, Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías” y “NOM-007-ASEA-2016, Transporte de gas natural, etano y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos”.

Para la seguridad del personal en áreas de Proceso, cuando ocurran situaciones de riesgo se tendrán como medida de seguridad y protección, los letreros de Seguridad.

Como desarrollo de la ingeniería se definirán los mejores puntos y ubicaciones para la instalación de los señalamientos de seguridad incluyendo la señalización para indicar la ubicación de cada uno de los elementos de los sistemas de seguridad y la señalización para indicar las medidas de seguridad.

La señalización incluirá letreros de los siguientes tipos:

- De prohibición.
- De obligación.
- Precaución.
- Información.
- Contra Incendio.

Los letreros para exteriores serán fabricados de Aluminio con acabado Vinil de alta resistencia con acabado luminiscente (la luminiscencia no deberá ser radioactiva, ni toxica), lavables con chorro de agua, resistentes

a solventes, así como a las condiciones de operación y ambientales extremas de la planta. Los recubrimientos y materiales de señalización expuestas a la intemperie serán resistentes a la radiación solar y rayos ultravioleta, terminado en sus bordes y esquinas curvo, podrá ser observado aun en presencia de humo muy denso; estarán fijados y sujetos de sus 4 vértices a los muros, columnas o donde sea indicado en los planos de localización de señalamientos.

Los letreros cumplirán los siguientes puntos, de acuerdo con lo indicado en la “NOM-026-STPS-2008, Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías”.

- Los colores de seguridad y colores contrastantes.
- Las formas geométricas de las señales de seguridad e higiene y su significado asociado.
- Los símbolos que se deben utilizar en las señales de seguridad e higiene.
- Los requerimientos ahí establecidos para los textos.
- Las dimensiones para las señales de seguridad e higiene.
- La disposición en los colores en las señales de seguridad e higiene.
- La iluminación en la superficie de la señal de seguridad.

Los letreros para exteriores serán dimensionados en base a una distancia de observación de 15 metros de acuerdo con la siguiente tabla de la “NOM-026-STPS-2008, Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías”.

DISTANCIA DE VISUALIZACION	SUPERFICIE MINIMA	DIMENSIONES MINIMAS SEGUN FORMA GEOMETRICA DE LA SEÑAL				
		CUADRADO	CIRCULO	TRIANGULO	RECTANGULO	
(L)	$S \geq \frac{L^2}{2000}$	(por lado)	(diámetro)	(por lado)	(Base 2 : Altura 1) (cm)	
(m)	(cm ²)	(cm)	(cm)	(cm)	Base	Altura
5	125,0	11,2	12,6	17,0	15,8	7,9
10	500,0	22,4	25,2	34,0	31,6	15,8
15	1 125,0	33,5	37,9	51,0	47,4	23,7
20	2 000,0	44,7	50,5	68,0	63,2	31,6
25	3 125,0	55,9	63,1	85,0	79,1	39,5
30	4 500,0	67,1	75,7	101,9	94,9	47,4
35	6 125,0	78,3	88,3	118,9	110,7	55,3
40	8 000,0	89,4	101,0	135,9	126,5	63,2
45	10 125,0	100,6	113,8	152,9	142,3	71,2
50	12 500,0	111,8	126,2	169,9	158,1	79,1

Señalamiento a lo Largo del Ducto

Los objetivos de los señalamientos a lo largo del trayecto del ducto enterrado son delimitar la franja de seguridad del sistema, identificar las Instalaciones superficiales del Sistema de Transporte, así como los tramos de Ductos superficiales. Lo anterior, a efecto de reducir la posibilidad de daño o interferencia.

En la sección enterrada el señalamiento se instalará sobre un soporte, colocado a los lados de la franja de afectación del ducto.

La distancia mínima entre cada señalamiento estará de acuerdo con lo indicado en la Tabla 14 de la “NOM-007-ASEA-2016, Transporte de gas natural, etano y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos”.

Tabla 14.- Distancia mínima entre cada señalamiento

Clase de localización	Distancia en metros
1, 2 y 3	Cada 1000
4	Cada 500
5	Cada 100

Se instalarán señalamientos lo más cerca posible, en los casos siguientes:

- a. En ambos lados del cruce de una carretera, camino público, vía de ferrocarril o cuerpos de agua,
- b. Antes y después de los cambios de dirección mayores a 30 grados.

Los señalamientos del Sistema de Transporte serán mediante símbolos, texto y contendrán al menos lo siguiente:

- a. Advertencia de peligro, cuidado y/o precaución;
- b. Ducto de: (gas Transportado);
- c. El nombre, denominación o razón social de los Regulados;
- d. Teléfono de Emergencia Clave lada, teléfono(s) local y/o número libre de cargo, y
- e. Las Instalaciones del Sistema de Transporte que estén enterradas deben adicionalmente indicar
- f. No excavar, no golpear, no construir.

Los señalamientos irán con fondo color amarillo y letras color negro y apegarse a lo establecido en las Normas Oficiales Mexicanas y a falta de éstas con las normas, códigos o estándares internacionales vigentes.

1.6 ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS

1.6.1 Antecedentes de accidentes e incidentes

A continuación, se describen los accidentes más recientes ocurridos, en gasoductos para el transporte de gas natural, en los Estados Unidos y en México.

1.6.1.1. Accidentes en Estados Unidos

19 de agosto de 2000. Ruptura de un gasoducto de gas natural de 30 pulgadas de diámetro e incendio cerca de Carlsbad, Nuevo México. Murieron 12 miembros de una familia que acampaban a más de 600 metros del punto de ruptura. La fuerza de la ruptura y la ignición violenta de los gases de escape crean un cráter de 51 pies de ancho y a lo largo de 113 pies de tubería. Una sección de 49 pies del tubo fue expulsada del cráter en tres piezas con medidas de 3 pies, 20 pies y 26 pies de largo. La pieza más grande de tubería se encontró a 287 metros al noroeste del cráter. Se determinó que la causa de la fuga fue una severa corrosión interna en la tubería.

7 de septiembre de 2000. Un Bulldozer rompió un gasoducto de gas natural licuado de 12 pulgadas de diámetro en la ruta 36, al sur de Abilene, Texas. Un policía, murió. Cerca, una mujer se salvó nadando bajo el agua en su piscina. Su casa fue destruida por la explosión y el fuego.

8 de septiembre de 2000. Por segunda vez en 24 horas, un contratista del estado construyendo un muro acústico a lo largo de la carretera 475 en Toledo, Ohio golpeo una línea de tubería enterrada. La tubería del gasoducto era de 6 pulgadas de diámetro. Los trabajadores estaban cavando un agujero con una barrena para obtener un soporte de la pared, cuando golpearon la tubería enterrada a menos de 500 metros de donde la habían golpeado el día anterior.

22 de marzo de 2001. Un gasoducto de 12 pulgadas explotó en Weatherford, Texas. Nadie resultó herido, pero la explosión creó un agujero en el suelo de 15 metros de diámetro y la explosión se sintió a varios kilómetros de distancia.

1 de Mayo de 2001. Un gasoducto de propano de 10 pulgadas de diámetro explotó y se incendió en Platte County, Missouri.

13 de junio de 2001. En Pensacola, Florida, al menos diez personas resultaron heridas cuando dos líneas de gas natural se rompieron y explotaron. La explosión lanzó trozos de cemento a través de una carretera de cuatro carriles, y varios empleados y clientes en negocios vecinos fueron evacuados. Unos 25 automóviles de un concesionario y 10 barcos en un negocio vecino fueron dañados o destruidos.

11 de agosto de 2001. Aproximadamente a las 5:05 a.m. un gasoducto de 24 pulgadas fugó cerca de Williams, Arizona, resultando en la liberación de gas natural. El gas natural continuó descargando por aproximadamente una hora antes de encender.

5 de agosto de 2002. Un gasoducto de gas natural explotó y se incendió al oeste de la ruta 622, en Poca River Road cerca de Lanham, West Virginia. El personal de atención a emergencias evacuó a cuatro familias. Partes de la tubería alcanzó cientos de metros de distancia, alrededor y a través de Río de Poca. El fuego no fue contenido durante varias horas porque no existían válvulas de cierre de la tubería. A las 11:00 hrs. podía verse el resplandor del fuego a varios kilómetros de distancia.

2 de febrero de 2003. La ruptura de un gasoducto cerca de Viola, Illinois, resulto en la liberación e incendio de gas natural. Tres secciones de una tubería de 16 pies, fueron expulsadas a distancias de hasta 300 metros desde el sitio de la fuga.

23 de marzo de 2003. Explosión de un gasoducto de 24 pulgadas de diámetro cerca de Eaton, Colorado. La explosión lanzó llamas de 160 metros y provocó pánico en miles de residentes del Condado de Weld, pero nadie resultó herido. El calor de las llamas derritió el revestimiento de dos casas cercanas e inició pequeños incendios de pastizales.

2 de julio de 2003. El daño por excavación en una línea de distribución de gas natural resultó en una explosión e incendio en Wilmington, Delaware. Un contratista contratado para sustituir una acera, golpeó una línea de servicio de gas natural sin marcar, con una retroexcavadora. Aunque la tubería no presentó fuga en el lugar donde fue golpeada, el golpe dio lugar a una ruptura en la línea interior del sótano de un edificio cercano, donde el gas se empezó a acumular. Al no percibir olor a gas, el contratista no creyó que hubiera peligro inminente y solo llamó a la compañía de gas y dejó un mensaje de voz. A las 13:44, hubo una explosión que destruyó dos viviendas y daño otras dos que tuvieron que ser demolidas. Otras residencias cercanas sufrieron algunos daños, y los residentes de la manzana fueron evacuados de sus hogares por una semana. Tres empleados del contratista sufrieron heridas graves. Once personas resultaron con heridas leves.

2 de noviembre de 2003. Un gasoducto de gas natural en Texas oriental explotó en el Condado de Bath, Kentucky, a 1.5 km al sur de una estación de bombeo de Duke Energy. El incendio duró una hora antes de que los bomberos lo apagaran. Nadie resultó herido y no se informó de ningún daño a la propiedad.

21 de agosto de 2004. Una explosión de gas natural destruyó una residencia ubicada en DuBois, Pennsylvania. En este accidente murieron dos residentes. La NTSB determinó que la causa probable de la fuga, explosión e incendio fue la fractura de una junta defectuosa.

13 de mayo de 2005. Un gasoducto enterrado explotó cerca de Marshall, Texas, generando una gigantesca bola de fuego y dañando una sección de 160 pies de tubería en los terrenos de una planta de generación de energía eléctrica cercana. Dos personas resultaron heridas. La OPS llegó a la conclusión de que las causas fueron grietas por estrés de corrosión.

13 de diciembre de 2005. Trabajadores al retirar un tanque subterráneo en Bergenfield, New Jersey socavan una tubería de gas de 1 1/4 de pulgada. La tubería de gas más tarde fugó, causando una explosión. Murieron tres residentes de un edificio de apartamentos cercano. Resultaron heridos otros cuatro residentes y un trabajador. El no evacuar el edificio después de ruptura de la línea de gas fue catalogado como un factor contribuyente.

22 de julio de 2006. Una tubería de gas se rompió, resultando en una liberación estimada de 42,946 pies cúbicos de gas natural cerca de Clay City en el Condado de Clark, Kentucky. El gas se incendió, pero no hubo lesionados. La corrosión externa fue la posible causa.

12 de octubre de 2006. Una explosión de un gasoducto se produjo cuando un remolcador que empujaba dos barcas golpeó la tubería en West Cote Blanche Bay. 4 miembros de la tripulación murieron y 2 no fueron encontrados.

5 de febrero de 2008. Un gasoducto de gas natural explotó y se incendió cerca de Hartsville, Tennessee, se cree que la causa fue un tornado que golpeó la instalación.

28 de agosto de 2008. Un gasoducto de 36 pulgadas fugó cerca de Stairtown, Texas, causando un incendio con llamas de 400 pies de altura. La falla fue causada por la corrosión externa.

29 de agosto de 2008. Ruptura de una tubería de transmisión de gas de 24 pulgadas en el Condado de Cooper. La corrosión causó que la tubería pierda el 75% de su espesor de pared en el área de la fuga.

9 de septiembre de 2008. Trabajadores de la construcción de un nuevo gasoducto golpearon una tubería de gas natural existente en el Condado de Wheeler, Texas.

14 de septiembre de 2008. Ruptura e incendio de un gasoducto de 30 pulgadas cerca de Appomattox, Virginia. 2 casas fueron destruidas por el fuego. La corrosión externa parece haber sido la causa de la falla.

5 de mayo de 2009. Un gasoducto explota y se incendia cerca de Rockville, en el Condado de Parke, a 24 kilómetros al norte de Terre Haute, Indiana. PHMSA indica la posibilidad de corrosión externa en su pedido

de acción correctiva (CAO) a la compañía del gasoducto. 49 viviendas fueron evacuadas en un área a una milla de la explosión. No hubo heridos.

5 de noviembre de 2009. Dos personas resultaron heridas cuando explotó un gasoducto de gas natural en Panhandle, Texas. La explosión dejó un agujero de 30 metros por 20 metros y 15 pies de profundidad. La explosión sacudió casas, derritió persianas y lanzo llamas a cientos de pies. La casa más cercana a la explosión - alrededor de 100 yardas de distancia - fue destruida.

7 de junio de 2010. Explosión e incendio de un gasoducto de 36 pulgadas de gas en el Condado de Johnson, Texas, provocado por trabajadores para la instalación de postes de líneas eléctricas. Un trabajador murió y seis resultaron heridos. No se indicaba el gasoducto en los planos.

9 de septiembre de 2010. Un gasoducto de alta presión explotó en San Bruno, California, un suburbio de San Francisco. La explosión destruyó 38 viviendas y dañó 120 viviendas. Ocho personas murieron y 58 resultaron heridas.

24 de enero de 2011. Los reguladores de presión fallaron y se provocó un aumento de presión del gas en Fairport Harbor, Ohio causando incendios en varias casas y en un apartamento. 7 casas fueron destruidas.

10 de febrero de 2011. Mueren 5 personas y 8 casa fueron destruidas en una explosión de gas en Allentown, Pensilvania. La NTSB había advertido a UGI que la red de gas de hierro fundido debía ser remplazada después de la explosión de gas de 1990 en esa ciudad.

10 de febrero de 2011. Una tubería de gas de 36 pulgadas de diámetro explotó cerca de Lisboa, Ohio. No hubo lesionados.

17 de marzo de 2011. El incendio y explosión de un gasoducto de 20 pulgadas de gas natural que pasa a través de una zona residencial de Minneapolis, Minnesota, causó la evacuación de los edificios cercanos, y la carretera Interestatal 35W fue cerrada desde el centro de Minneapolis hasta la carretera 62. No hubo heridos.

I.6.1.2. Accidentes en México

En México no existe un centro de información que concentre los datos de accidentes ocurridos en gasoductos, así como la investigación realizada a los mismos para determinar las causas., sin embargo; a continuación, se presenta una recopilación bibliográfica de accidentes reportados en los medios de comunicación.

19 de septiembre de 1991. Accidente gasoducto de gas natural de PEMEX en el estado de Guanajuato, no hubo daños personales.

21 de septiembre de 1991. Accidente en gasoducto de gas amargo de PEMEX en Cunduacán, Tabasco al estallar un ducto de 16" de diámetro, fallecieron 6 obreros de PEMEX. Este percance sucedió cuando los trabajadores realizaban actividades de corte en la línea que transporta gas crudo, debido a que las líneas no fueron desfogadas antes de los trabajos de corte.

15 de junio de 1992. Fuga en gasoducto de gas natural de PEMEX en Xalostoc, debido a la ruptura de una válvula de alivio. No se reportó daños ni víctimas.

6 de febrero de 1994. Accidente en un gasoducto de 24" de gas amargo de PEMEX en Cunduacán, Tabasco que causó daños materiales a 300 metros cuadrados, por lo menos 15 personas con quemaduras de segundo grado y una persona murió en el percance.

4 de septiembre de 1995. Accidente de gasoducto de gas natural PEMEX en Guadalajara debido a que personas golpearon el ducto por error, al confundirlo con una tubería de agua, no hubo daños materiales ni humanos.

17 de Febrero de 1995. Accidente en gasoducto de 48" de gas natural en Cd. Pemex-Cactus que provocó daños materiales, muertos y heridos, se desconoce las causas del siniestro.

23 enero de 1996. Accidente en gasoducto de gas natural de PEMEX en Boca-Cárdenas que provocó un muerto y cuatro heridos al momento que trabajadores cambiaban una válvula.

8 de septiembre de 1996. Fuga de gas natural en Atasta-Cd PEMEX, el accidente ocurrió cuando se interconectaban un bypass, un trabajador resultó herido.

5 de junio de 2003. Al menos cinco personas mueren y 80 resultan con quemaduras de segundo y tercer grado por la explosión de dos ductos, uno de gas natural y otro de gasolina, en el lugar conocido como La Balastrea, cercano a Ciudad Mendoza, en Veracruz.

8 de julio de 2005, en la Ranchería Huimango 3ª Sección sobre la carretera Comalcalco-Cunduacán, Tabasco; se presentó una fuga de gas en el gasoducto de 48" Ø, en el área de trampas Escribano-La Trinidad. La fuga provocó una explosión que causó la muerte de cuatro personas y lesiones a otras 11; adicionalmente, se afectaron 114 hectáreas de vegetación y cultivos aledaños al punto de fuga por efectos del fuego. Fue necesario evacuar a 775 personas de la Ranchería Huimango del Municipio de Cunduacán

y a 246 de la Ranchería Benito Juárez del Municipio de Jalpa de Méndez. Además, resultaron afectados 11 vehículos de PEMEX, nueve particulares y dos equipos pesados pertenecientes a una compañía contratista.

5 de julio de 2007. Un total de cinco explosiones, cuatro de ellas seguidas de incendios, se suscitan en ductos de gas de Pemex de tres municipios de Guanajuato; no hay pérdidas humanas.

10 de septiembre de 2007. En Maltrata, Veracruz supuestos saboteadores detonaron explosivos a lo largo de la trayectoria de un gasoducto de gas natural de Pemex. El entonces gobernador de Veracruz, Fidel Herrera, dijo que ningún grupo se había atribuido la responsabilidad de las explosiones. Funcionarios dijeron que unas 15 mil personas habían sido evacuadas de zonas cercanas a la tubería.

I.6.1.3. Conclusión

De acuerdo con los antecedentes descritos, el evento más frecuente es la fuga de gas natural debido a fracturas ocasionadas al gasoducto por daño de origen externo durante actividades de construcción y mantenimiento.

I.6.2 Metodologías de identificación y jerarquización

El presente análisis identifica los posibles eventos de riesgo creíbles hipotéticos a suceder en el Sub-ramal de interconexión de 4 km en Puerto Libertad. Para llevar a cabo este análisis se aplicó la siguiente metodología:



Figura 20. Metodología de identificación y jerarquización de riesgos.

I.6.2.1. Criterios para la selección de la metodología utilizada para la identificación de riesgos.

Existen varios tipos de técnicas para identificar y evaluar los riesgos de un proceso o una planta, éstos van desde técnicas comparativas, relativamente sencillas, como las listas de verificación, hasta las sistemáticas como el árbol de fallas.

Las técnicas sistemáticas y analíticas se aplican para análisis detallados y profundos, pero requieren una mayor cantidad de información, inversión de tiempo, además del profundo conocimiento del proceso

La decisión de cual técnica se debe utilizar, depende de la complejidad del proceso a analizar, de la etapa de desarrollo del proyecto, de la Información disponible y del tipo de riesgo que se presenta.

Por otra parte, las técnicas de identificación de riesgos, requieren de un mínimo de tiempo y experiencia por parte de quien las aplica. En la siguiente Tabla se muestran las técnicas de identificación de riesgos en orden creciente de tiempo y de experiencia requerida¹.

Tabla 22. Comparación de los métodos de identificación de riesgos

Método	Observaciones
¿Qué pasa si? (What if)	<ul style="list-style-type: none"> • Limitada estructura y profundidad • Análisis cualitativo para peligros obvios del sistema
Listas de verificación (Checklist)	<ul style="list-style-type: none"> • Comparación de procesos con la experiencia de la compañía, códigos, estándares y normas • Identifica peligros obvios en el menor tiempo para grandes áreas
Análisis de modo de falla y análisis de efectos (FMEA)	<ul style="list-style-type: none"> • Falla de componentes → consecuencias • Análisis tabulado de cada componente • Grado aproximado de peligro, probabilidad y gravedad • Consideración limitada de fallas humanas, componentes faltantes y pérdida de contención
Análisis de riesgos y operabilidad (Hazop)	<ul style="list-style-type: none"> • Fallas ← desviación → consecuencias • Enfoque con palabras guía tabuladas • Discusiones no cuantitativas
Análisis de árbol de falla (FTA)	<ul style="list-style-type: none"> • Consecuencia → falla de componentes • Modelo lógico • Análisis de riesgo cualitativo o cuantitativo • Ayuda para toma de decisiones • Análisis de fallas humanas, modos de falla comunes y múltiples

Estas técnicas son aplicadas a distintas etapas de la vida de los procesos industriales: diseño, construcción, puesta en marcha y funcionamiento de una operación normal, modificaciones del proceso y desmantelamiento o abandono de las instalaciones. La identificación de los accidentes potenciales en las primeras etapas de diseño mejora la eficacia de las medidas reductoras del riesgo, y al mismo tiempo disminuye los costes de su implementación. No se debe dejar de lado que la gestión del riesgo se realiza de forma continuada a lo largo de la vida de la instalación; por lo tanto, la identificación siempre está presente. En las distintas etapas del proyecto, el nivel de detalle e inclusive los objetivos de la identificación varían².

Las técnicas de análisis tienen características distintas, lo cual las hace apropiadas para ser aplicadas a diferentes etapas de la vida de una instalación o para proporcionar un nivel de detalle del estudio diferente.

La siguiente figura muestra las técnicas de análisis que son utilizadas normalmente en las diferentes etapas de la vida de las instalaciones de proceso.

¹ Cruz, G.A. Cruz, R.M. y Rosas. AJ. Gestión de las Actividades Riesgosas para la Prevención de Accidentes. INE. México, D.F. 1998. Págs. 1-13, 26-52.

² Casal, Montiel, et al. Análisis del riesgo en instalaciones industriales. 1ª ed., 1992.

	Auditoría de seguridad	Análisis histórico de accidentes	Listas de control	Análisis preliminar de peligros	Qué pasa si ...?	HAZOP	FMEA	Árboles de fallos	Árboles de sucesos
Definición del proceso (I+D)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Experimentación planta piloto	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Proyecto básico	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Proyecto de detalle	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Ejecución de obra e inicio	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Operación normal	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Modificaciones	<input checked="" type="checkbox"/>								
Estudio de incidentes	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Abandono del proceso	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Poco utilizado
 Utilizado normalmente

Figura 21. Utilización de las técnicas de identificación de riesgos³.

Para la identificación de riesgos en este proyecto, se seleccionó la metodología “What if”, debido a que los requerimientos de información son mínimos y el proyecto se encuentra en la etapa de ingeniería básica.

What If es uno de los métodos de análisis de riesgos del proceso listados en el Estándar de Gestión de Seguridad de Procesos de OSHA y es un método aceptado por la regulación del Plan de Gestión de Riesgos de la EPA.

El análisis What If, usa la información específica de un proceso a fin de generar una serie de preguntas que son pertinentes y apropiadas, para determinar las consecuencias no deseadas, sin importar cuál sea su causa; con el fin de poder recomendar medidas que eviten que se origine el evento no deseado.

³ Guidelines For Hazard Evaluation Procedures, AIChE. 2ª. Ed., 1992.

Esta técnica da una respuesta hipotética a la pregunta ¿Qué pasa sí? enfocada a todo tipo de causas. Contestando preguntas claves se tiene una evaluación de los efectos de fallas de equipo, errores humanos, fallas administrativas, desastres mayores, entre otros

I.6.2.2. Identificación de riesgos

La identificación de los eventos de riesgo, tiene como objetivo principal, analizar e identificar desviaciones en cada una de las etapas donde se maneja sustancias peligrosas, que puedan dar origen a un evento de riesgo.

El procedimiento aplicado, para la identificación de riesgos; de acuerdo con “Guidelines For Hazard Evaluation Procedures, AIChE” 2^a. Ed., 1992, fue el siguiente:

Definición del alcance del estudio

Existen dos alcances básicos en un análisis What If: las condiciones físicas del sistema investigado y la categoría de las consecuencias del mismo.

En este caso se consideraron las categorías de consecuencias para la posible población interna y externa, el medio ambiente y las instalaciones. El alcance físico del estudio, incluyo todas las instalaciones y equipos que comprenden el proyecto.

Recopilación de información necesaria

En esta etapa, se llevó a cabo la revisión y recopilación de la siguiente información:

- Bases de diseño del proyecto
- Códigos de diseño y estándares
- Descripción del proceso
- Diagrama de flujo de proceso
- Balance de materia
- Condiciones de operación
- Planos de distribución de instalaciones

Preparación de las preguntas

La elaboración de las preguntas se llevó a cabo con base en:

- Antecedentes de accidentes
- Información de la ingeniería del proyecto
- NOM-007-ASEA-2016. Transporte de Gas Natural, etano y gas asociado al Carbón mineral por medio de ductos.

Áreas a evaluar

Con el fin de ordenar el proceso de análisis e incluir todas las instalaciones y equipos relevantes; se dividió el proceso en las siguientes áreas de investigación:

1. Estación EM-001 (punto de recepción)
2. Sub-Ramal de interconexión
3. Estación EMRYC-001/002 (punto de entrega)

Estas áreas se muestran en el siguiente diagrama

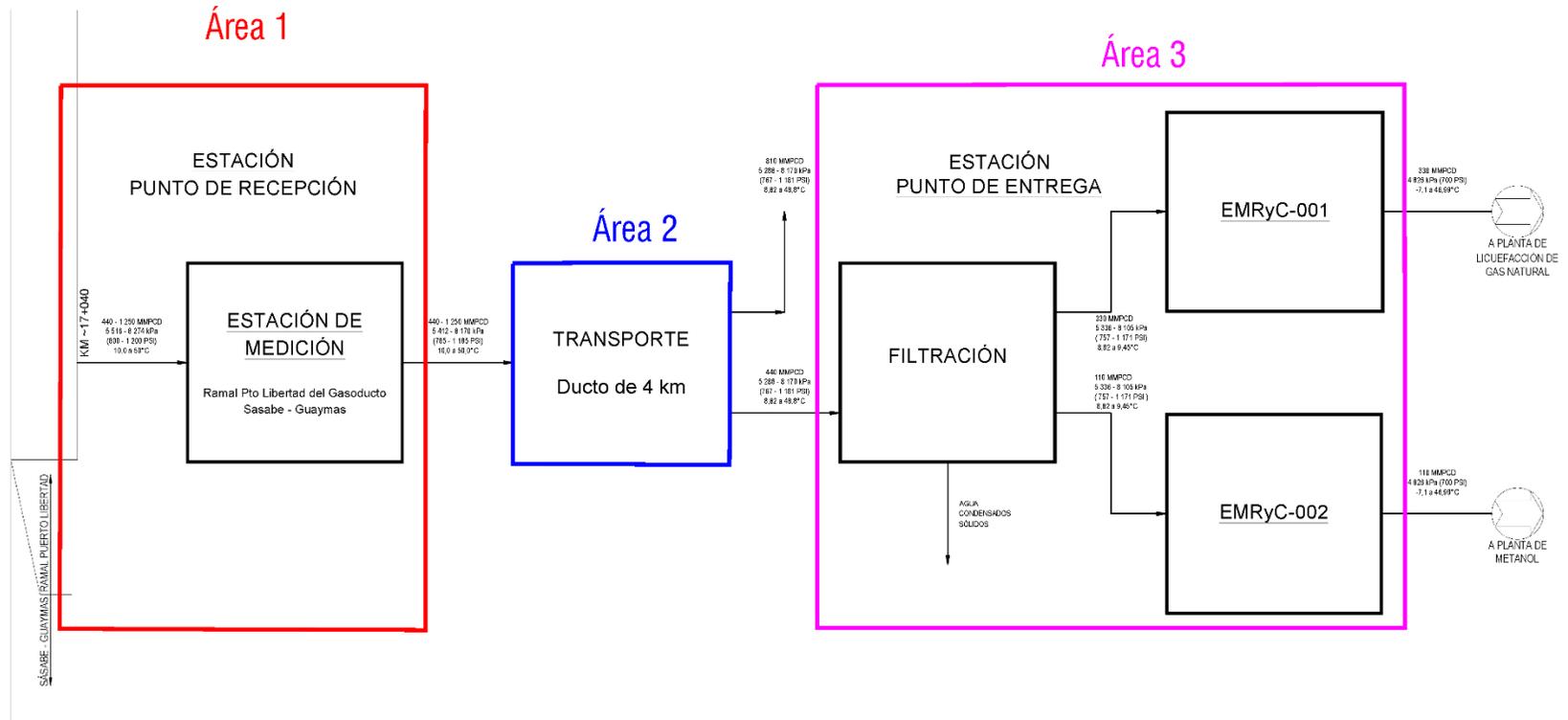


Figura 22. Áreas a evaluar

1.4.2.3. Criterios para la selección de la metodología utilizada para la jerarquización de riesgos.

Contar con una metodología para valorar los niveles de riesgo es importante cuando el conjunto de riesgos identificados es amplio y los recursos para su administración son limitados. El valorar los niveles de riesgo y asignar prioridades a la atención de las recomendaciones que los prevengan o los mitiguen, permite una administración adecuada de los recursos.

Una escala de valores de riesgo se diseña para contar con una medida de comparación entre diversos riesgos. Aunque un sistema de este tipo puede ser relativamente simple, la escala debe representar valores que tengan un significado para la organización y que puedan apoyar la toma de decisiones.

Para llevar a cabo la jerarquización de los riesgos identificados mediante el análisis What If, se seleccionó el uso de la matriz de riesgos debido a lo siguiente:

- Es simple de entender y fácil de usar
- Incluye todo el espectro de frecuencia de ocurrencia de escenarios de riesgo potenciales
- Describe detalladamente las consecuencias en cada categoría (personal, población, medio ambiente, producción e instalaciones)
- Define claramente los niveles de riesgo no tolerable, indeseable, aceptable con controles y tolerable

La matriz de riesgos es una gráfica en dos dimensiones en cuyos ejes se presenta la categoría de frecuencia de ocurrencia y la categoría de severidad de las consecuencias. La matriz está dividida en regiones que representan las diferentes categorías de riesgo.

La jerarquización de los escenarios a través de una matriz de riesgos, se establece con base en rangos de frecuencia y consecuencias adoptados y reconocidos por alguna entidad, autoridad u organización. En el presente caso se utiliza la matriz de riesgos adoptada por PEMEX, establecida en el documento 800-16400-DCO-GT-75. Guías Técnicas para Realizar Análisis de Riesgos de Proceso. Rev. 2, 23/04/2015.

A continuación, se muestra la matriz de riesgo empleada:

FRECUENCIA	F6	C	B	A	A	A	A
	F5	C	C	B	B	A	A
	F4	D	C	C	B	B	A
	F3	D	C	C	B	B	A
	F2	D	D	C	C	C	B
	F1	D	D	D	D	C	C
		C1	C2	C3	C4	C5	C6
		CONSECUENCIA					

Figura 23. Matriz de riesgo

Las diferentes categorías de riesgo se definen de la siguiente manera:

Riesgo No Tolerable (Tipo A):

El riesgo requiere se implementen acciones inmediatas temporales y permanentes. Un riesgo Tipo "A" representa una situación de riesgo no tolerable y deben establecerse Controles Temporales Inmediatos si se requiere continuar operando. Se debe realizar una administración de riesgos temporal y permanente por medio de controles de ingeniería y/o factores humanos hasta reducirlo a Tipo "C".

Riesgo Indeseable (Tipo B):

El riesgo requiere se implementen acciones inmediatas permanentes. Un riesgo Tipo "B" representa una situación de riesgo Indeseable y deben establecerse Controles Permanentes Inmediatos. Se debe realizar una administración de riesgos permanente por medio de controles de ingeniería y/o factores humanos permanentes hasta reducirlo a Tipo "C" y en el mejor de los casos, hasta riesgo Tipo "D".

Riesgo Aceptable con Controles (Tipo C):

El riesgo es significativo, pero se pueden gestionar con controles administrativos. Un riesgo Tipo "C" representa una situación de riesgo Aceptable siempre y cuando se establezcan Controles Permanentes. Las acciones correctivas y preventivas permanentes que se definan para atender estos hallazgos, deben darse en un plazo no mayor a 180 días. La administración de un riesgo Tipo "C" debe enfocarse en la Disciplina Operativa y en la Confiabilidad de las diferentes Capas de Seguridad y/o Sistemas de Protección. La prioridad de su atención para reducirlos a riesgos tipo "D", debe estar en función de un Análisis Costo

Beneficio de las acciones correctivas y preventivas establecidas para dar atención a las recomendaciones emitidas para Administrar los Riesgos identificados.

Riesgo Tolerable (Tipo D):

El riesgo no requiere de acciones correctivas y preventivas adicionales, es de bajo impacto. Un riesgo Tipo "D" representa una situación de riesgo tolerable. Se debe continuar con los programas de trabajo para mantener la integridad de las capas de protección.

Las diferentes categorías de Frecuencia y Consecuencias utilizadas en la matriz de riesgos se describen en las siguientes tablas.

Tabla 23. Categorías de Frecuencia

Clase	Categoría	Descripción de la Frecuencia de Ocurrencia	Frecuencia / año
F6	Muy Frecuente	Puede ocurrir más de una vez en un año.	≥ 1.0 ($\geq 1 \times 100$)
F5	Frecuente	Puede ocurrir una o más veces en un periodo mayor a 1 año y hasta 5 años	≥ 0.2 a < 1.0 ($\geq 2 \times 10^{-1}$ a $< 1 \times 100$)
F4	Poco Frecuente	Puede ocurrir una o más veces en un periodo mayor a 5 años y hasta 10 años	≥ 0.1 a < 0.2 ($\geq 1 \times 10^{-1}$ a $< 2 \times 10^{-1}$)
F3	Raro	Puede ocurrir una o más veces en un periodo mayor a 10 años	≥ 0.01 a < 0.1 ($\geq 1 \times 10^{-2}$ a $< 1 \times 10^{-1}$)
F2	Muy Raro	Puede ocurrir solamente una vez en la vida útil de la Instalación.	≥ 0.001 a < 0.01 ($\geq 1 \times 10^{-3}$ a $< 1 \times 10^{-2}$)
F1	Extremadamente Raro	Es posible que ocurra, pero que a la fecha no existe ningún registro.	≥ 0.0001 a < 0.001 ($\geq 1 \times 10^{-4}$ a $< 1 \times 10^{-3}$)

Tabla 24. Categorías de Consecuencias

Categoría de consecuencia (Impacto)	Daños al personal	Efecto en la población	Impacto ambiental	Pérdida o diferimiento de producción [USD] (1)	Daños a la instalación [USD]
6 (Catastrófico)	Lesiones o daños físicos que puedan generar más de 10 fatalidades.	Lesiones o daños físicos que puedan generar más de 30 fatalidades.	Se presentan fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones mayores a 1 semana.	$> 500'000,000$	$> 500'000,000$
5 (Mayor)	Lesiones o daños físicos que puedan generar de 2 a 10 fatalidades.	Lesiones o daños físicos que pueden generar de 6 a 30 fatalidades.	Se presentan fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica	$> 50'000,000$ a $500'000,000$	$> 50'000,000$ a $500'000,000$

Categoría de consecuencia (Impacto)	Daños al personal	Efecto en la población	Impacto ambiental	Pérdida o diferimiento de producción [USD] (1)	Daños a la instalación [USD]
			acciones de 1 día hasta 1 semana.		
4 (Grave)	Lesiones o daños físicos con atención médica que puedan generar incapacidad permanente o una fatalidad.	Lesiones o daños físicos mayores que generan de una a 5 fatalidades. Evento que requiere de hospitalización.	Se presentan fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones en hasta 24 horas.	> 5´000,000 a 50´000,000	> 5´000,000 a 50´000,000
3 (Moderado)	Lesiones o daños físicos que requieren atención médica que pueda generar una incapacidad.	Ruidos, olores e impacto visual que se detectan fuera de los límites de la instalación y/o derecho de vía se requieren acciones de evacuación y existe la posibilidad de lesiones o daños físicos.	Se presentan fugas y/o derrames evidentes al interior de las instalaciones. El control implica acciones que lleven hasta 1 hora.	> 500,000 a 5´000,000	> 500,000 a 5´000,000
2 (Menor)	Lesiones o daños físicos que requieren primeros auxilios y/o atención médica.	Ruidos, olores e impacto visual que se pueden detectar fuera de los límites de la instalación y/o derecho de vía con posibilidades de evacuación.	Fugas y/o derrames solamente perceptibles al interior de la instalación, el control es inmediato.	> 50,000 a 500,000	> 50,000 a 500,000
1 (Despreciable)	No se esperan lesiones o daños físicos.	No se esperan impactos, lesiones o daños físicos	No se esperan fugas, derrames y/o emisiones por arriba de los límites establecidos.	<50,000	<50,000

I.4.2.4. Jerarquización de riesgos.

Para llevar a cabo la jerarquización de riesgos se procedió de la siguiente manera:

1. Para cada consecuencia o riesgo identificada en el análisis What If, se establece una categoría de frecuencia y una categoría de consecuencia, mediante el uso de las tablas I.25 y I.26.
2. Se determina el nivel de riesgo mediante la matriz de riesgo (figura I.12).
3. A cada consecuencia o riesgo, se le asigna la categoría de riesgo que corresponda de acuerdo con la matriz.

Los resultados se registran en las columnas de frecuencia, consecuencia y riesgo de las hojas de trabajo del análisis What If que se presenta en el **Anexo 5**.

Los resultados obtenidos se muestran a continuación:

Tabla 25. Resumen de riesgos identificados y jerarquizados.

No	Consecuencia/Riesgo	F	C	R
Área: 1. Estación EM-001 (punto de recepción)				
Filtro Separador FS-001 A/B/C				
1.1	<ul style="list-style-type: none"> ● Aumento de presión en el filtro ● Bajo flujo de alimentación a la estación de medición EM-001 	5	1	C
1.2	<ul style="list-style-type: none"> ● Aumento de presión en el filtro ● Paro del filtro 	3	1	D
1.3	<ul style="list-style-type: none"> ● Fuga de gas natural en brida de válvula de bloqueo en la entrada al filtro ● Riesgo de incendio/explosión 	3	4	B
1.4	<ul style="list-style-type: none"> ● Arrastre de condensado a la estación de medición EM-001 ● Posible daño al medidor de flujo 	4	1	D
Estación de medición EM-001				
1.5	<ul style="list-style-type: none"> ● Paro del brazo de medición 	3	1	D
1.6	<ul style="list-style-type: none"> ● Fuga de gas natural en brida de válvula de bloqueo en el brazo de medición ● Riesgo de incendio/explosión 	3	4	B
Trampa de diablos L-001				
1.7	<ul style="list-style-type: none"> ● Fuga de gas natural ● Riesgo de incendio/explosión 	3	3	C
1.8	<ul style="list-style-type: none"> ● Fuga de gas natural en compuerta ● Riesgo de incendio/explosión 	3	5	B
1.9	<ul style="list-style-type: none"> ● Sin consecuencias de riesgo 	3	1	D
Área: 2. Sub-Ramal de Interconexión				
Sub-Ramal de Interconexión				
2.1	<ul style="list-style-type: none"> ● Fuga de gas natural en el Sub-Ramal de interconexión ● Riesgo de incendio/explosión 	3	4	B
2.2	<ul style="list-style-type: none"> ● Fuga de gas natural en el Sub-Ramal de interconexión ● Riesgo de incendio/explosión 	2	4	C
2.3	<ul style="list-style-type: none"> ● Cierre de las estaciones EMRYC-001/002 ● Sin consecuencias de riesgo 	2	1	D
Área: 3. Estación EMRYC-001/002 (punto de entrega)				
Trampa de diablos R-001				
3.1	<ul style="list-style-type: none"> ● Fuga de gas natural ● Riesgo de incendio/explosión 	3	3	C
3.2	<ul style="list-style-type: none"> ● Fuga de gas natural en compuerta ● Riesgo de incendio/explosión 	3	5	B
3.3	<ul style="list-style-type: none"> ● Sin consecuencias de riesgo 	3	1	D

No	Consecuencia/Riesgo	F	C	R
Área: 3. Estación EMRYC-001/002 (punto de entrega)				
Filtro Separador FS-002 A/B/C				
3.4	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento de presión en el filtro • Bajo flujo de alimentación a las estaciones EMRYC-001/002 	5	1	C
3.5	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento de presión en el filtro • Paro del filtro 	3	1	D
3.6	<ul style="list-style-type: none"> • Fuga de gas natural en brida de válvula de bloqueo en la entrada al filtro • Riesgo de incendio/explosión 	3	4	B
3.7	<ul style="list-style-type: none"> • Arrastre de condensado a las estaciones EMRYC-001/002 • Posible daño a los medidores de flujo 	4	1	D
Estación de medición EMRYC-001/002				
3.8	<ul style="list-style-type: none"> • Paro del brazo de medición 	3	1	D
3.9	<ul style="list-style-type: none"> • Fuga de gas natural en brida de válvula de bloqueo en el brazo de medición • Riesgo de incendio/explosión 	3	4	B
Área: 4. Otros				
4.1	<ul style="list-style-type: none"> • Daño estructural a las instalaciones y equipos • Fuga de gas natural • Riesgo de incendio/explosión 	2	1	D
4.2	<ul style="list-style-type: none"> • Fuga por desplazamiento de tuberías o equipo • Fuga por ruptura de tuberías 	4	1	D

De los resultados anteriores, se seleccionaron para el análisis de consecuencias (simulación), aquellos que clasifican como de tipo B, riesgo indeseable.

I.4.2.5. Escenarios identificados.

De acuerdo con los resultados del análisis What If, se identificaron los siguientes escenarios de riesgo, los cuales se describen en la sección II.1.4.

Tabla 26. Escenarios de riesgo

No.	Escenario	What If
1	Fuga en el filtro separador FS-001 A/B/C	1.3
2	Fuga en la estación EM-001	1.6
3	Fuga en la trampa de diablos L-001	1.8
4	Fuga en el Sub-Ramal de interconexión	2.1
5	Fuga en la trampa de diablos R-001	3.2
6	Fuga en el filtro separador FS-002-A/B/C	3.6
7	Fuga en la estación EMRYC-001	3.9
8	Fuga en la estación EMRYC-002	3.9

II. DESCRIPCIÓN DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN EN TORNO A LAS INSTALACIONES

II.1 RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN

II.1.1. Programa de simulación

Para determinar los radios potenciales de afectación de los escenarios descritos, se utilizó el programa de simulación Phast (Process Hazard Analysis Software Tools), desarrollado por la compañía Det Norske Veritas (DNV).

Los eventos simulados en los escenarios fueron incendio y explosión; con fugas a través de orificios del 20% y 100% del diámetro nominal de las tuberías.

II.1.2. Criterios para definir las zonas de seguridad

Los criterios empleados en la simulación de los escenarios, para determinar las zonas de alto riesgo y amortiguamiento, son los establecidos por la SEMARNAT, como se indica en la siguiente Tabla.

Tabla 27. Criterios para definir las zonas de alto riesgo y amortiguamiento

Evento	Zona	
	Alto riesgo	Amortiguamiento
Inflamabilidad (Radiación térmica)	5 kW/m ²	1.4 kW/m ²
Explosividad (Sobrepresión)	0.070 kg/cm ²	0.035 kg/cm ²

II.1.3. Condiciones meteorológicas del sitio

De acuerdo con el Atmospheric Science Data Center de la NASA (<https://eosweb.larc.nasa.gov/>), las condiciones meteorológicas en Puerto Libertad son las siguientes:

Tabla 28. Temperatura promedio mensual (° C)

Temperatura	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio anual
Promedio (22 años)	14.7	15.9	18.2	21.1	24.6	27.4	30.2	29.8	27.6	24.1	18.4	14.5	22.2
Mínima	8.86	9.97	11.4	14.3	17.5	20.9	25.1	25.5	23.2	19.1	13.0	8.85	16.5
Máxima	22.0	23.2	25.6	27.8	31.3	33.7	35.2	34.2	32.4	29.9	25.2	21.4	28.5

Tabla 29. Velocidad del viento promedio mensual (m/s)

Velocidad del viento	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio anual
Promedio (10 años)	3.60	3.62	3.67	3.73	3.95	3.86	3.29	2.77	3.18	3.25	3.60	3.42	3.49

Tabla 30. Humedad relativa promedio mensual (%)

Humedad relativa	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio anual
Promedio (22 años)	44.7	42.6	40.2	37.0	36.4	37.6	42.5	50.6	54.0	44.6	39.7	44.5	42.9

II.1.4. Simulación de escenarios

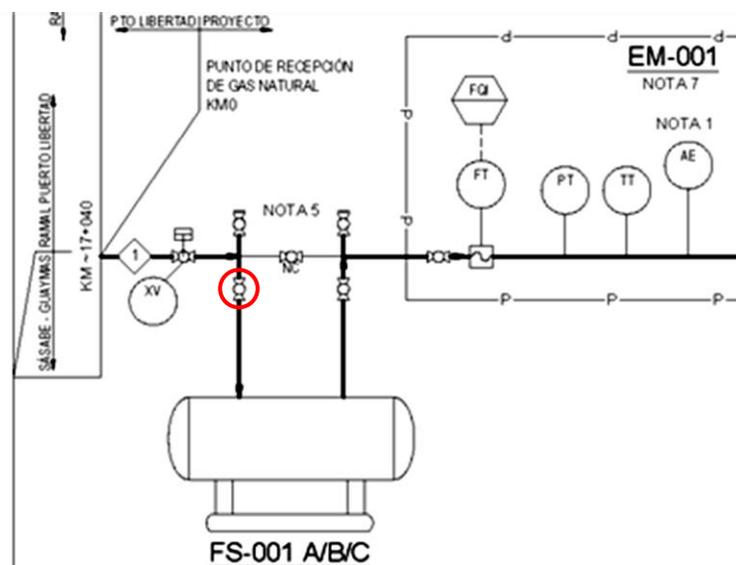
Los escenarios y las condiciones que se emplearon para las simulaciones realizadas se muestran a continuación:

Escenario 1. Fuga en el filtro FS-001-A/B/C

Fuga de gas natural por falla de sello en brida de válvula de bloqueo en la entrada del filtro Separador FS-001 A/B/C.

Tabla 31. Escenario 1. Condiciones de simulación

Condiciones atmosféricas y localización					
Temperatura ambiente (°C)	22.2		Humedad relativa (%)	42.9	
Zona tipo	Rural: X	Urbana:		Industrial:	
Condiciones meteorológicas					
Velocidad del viento (m/s)	3.49		Estabilidad Pasquill	B	
Sustancia peligrosa					
Nombre	Gas natural	Componente y % de la mezcla	Metano 88%	Fase	gas
Características y localización del recipiente, instalación o equipo					
Tipo de recipiente:	Vertical	Horizontal	Estérico	Otro X	
Instalación o equipo	Brida	Dimensiones	Ø: 20"	Capacidad	No aplica
Temperatura (°C)	50	Presión (psig)	1,200	Flujo (m3/hr)	8,652
Superficie del dique (m²)	No aplica		Altura hidráulica (m)	No aplica	
Diámetro del orificio de fuga (pulg.)	4" (20%) y 20" (100%)		Elevación de la fuga (m)	2	



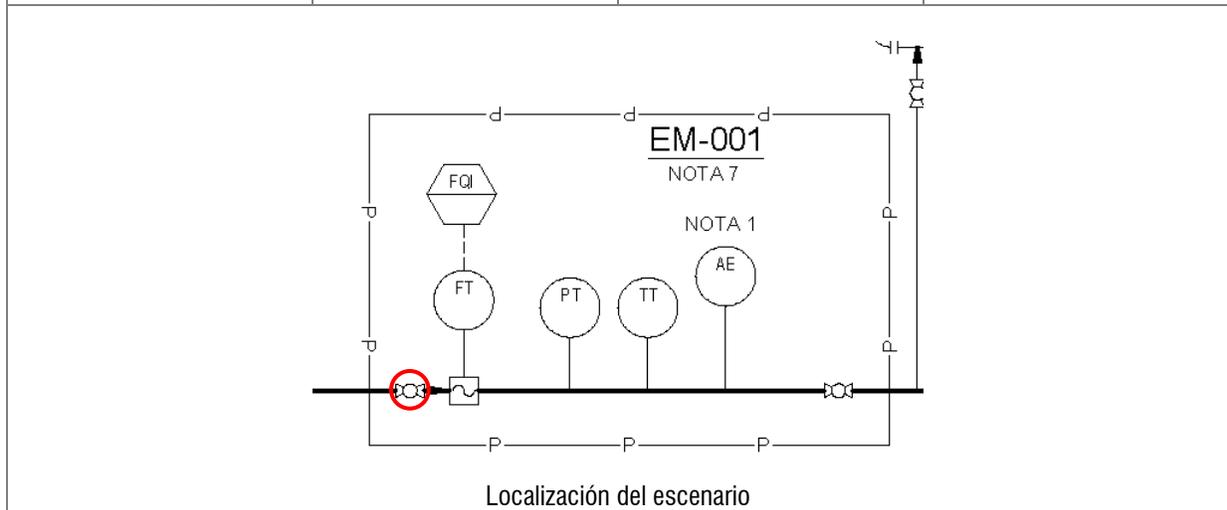
Localización del escenario

Escenario 2. Fuga en la estación EM-001

Fuga de gas natural por falla de sello en brida de válvula de bloqueo, en el brazo de medición de la estación EM-001.

Tabla 32. Escenario 2. Condiciones de simulación

Condiciones atmosféricas y localización					
Temperatura ambiente (°C)	22.2		Humedad relativa (%)	42.9	
Zona tipo	Rural: X	Urbana:	Industrial:		
Condiciones meteorológicas					
Velocidad del viento (m/s)	3.49		Estabilidad Pasquill	B	
Sustancia peligrosa					
Nombre	Gas natural	Componente y % de la mezcla	Metano 88%	Fase	gas
Características y localización del recipiente, instalación o equipo					
Tipo de recipiente:	Vertical	Horizontal	Estérico	Otro X	
Instalación o equipo	Brida	Dimensiones	Ø: 14"	Capacidad	No aplica
Temperatura (°C)	50	Presión (psig)	1,200	Flujo (m3/hr)	8,652
Superficie del dique (m ²)	No aplica		Altura hidráulica (m)	No aplica	
Diámetro del orificio de fuga (pulg.)	2.8" (20%) y 14" (100%)		Elevación de la fuga (m)	1	

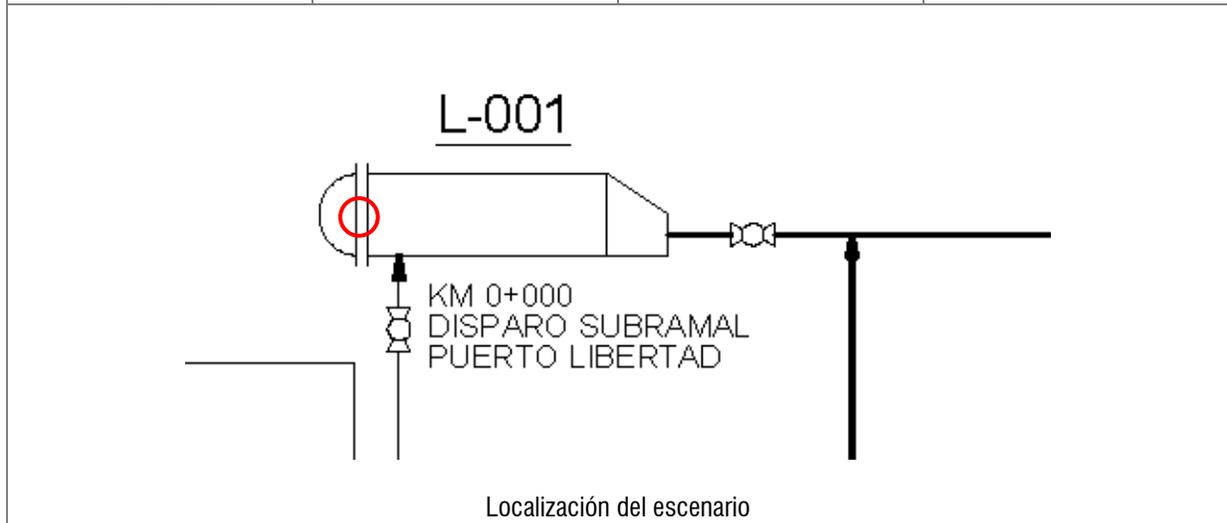


Escenario 3. Fuga en la trampa de diablos L-001

Fuga de gas natural por falla de sello de la compuerta de la trampa de envío de diablos L-001.

Tabla 33. Escenario 3. Condiciones de simulación

Condiciones atmosféricas y localización					
Temperatura ambiente (°C)	22.2		Humedad relativa (%)	42.9	
Zona tipo	Rural: X	Urbana:		Industrial:	
Condiciones meteorológicas					
Velocidad del viento (m/s)	3.49		Estabilidad Pasquill	B	
Sustancia peligrosa					
Nombre	Gas natural	Componente y % de la mezcla	Metano 88%	Fase	gas
Características y localización del recipiente, instalación o equipo					
Tipo de recipiente:	Vertical	Horizontal	Esférico	Otro X	
Instalación o equipo	Compuerta	Dimensiones	Ø: 42"	Capacidad	No aplica
Temperatura (°C)	50	Presión (psig)	1,200	Flujo (m3/hr)	8,652
Superficie del dique (m ²)	No aplica		Altura hidráulica (m)	No aplica	
Diámetro del orificio de fuga (pulg.)	8.4" (20%) y 42" (100%)		Elevación de la fuga (m)	1	

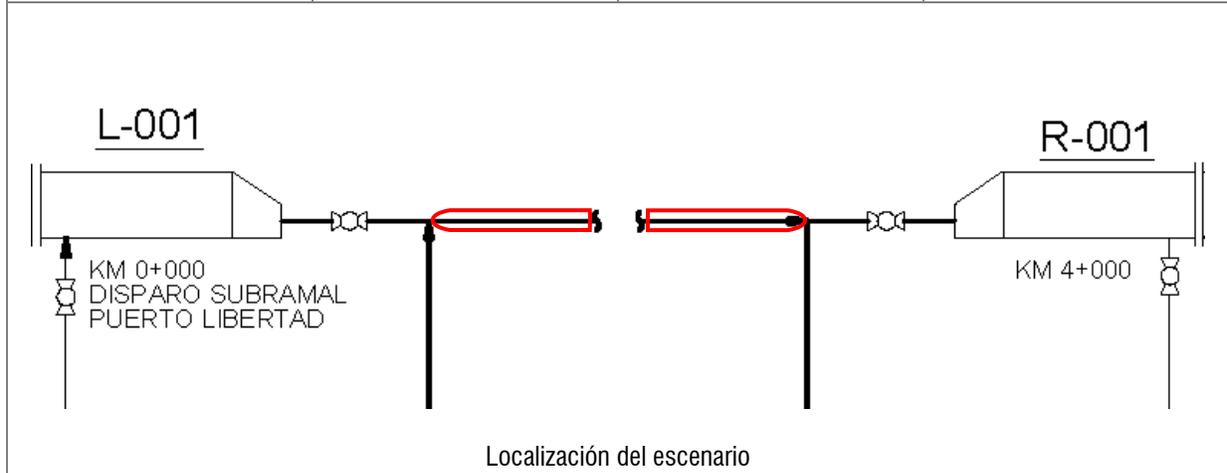


Escenario 4. Fuga en el Sub-Ramal de interconexión

Fuga de gas natural por golpe externo al Sub-Ramal de interconexión.

Tabla 34. Escenario 4. Condiciones de simulación

Condiciones atmosféricas y localización					
Temperatura ambiente (°C)	22.2		Humedad relativa (%)	42.9	
Zona tipo	Rural: X	Urbana:	Industrial:		
Condiciones meteorológicas					
Velocidad del viento (m/s)	3.49		Estabilidad Pasquill	B	
Sustancia peligrosa					
Nombre	Gas natural	Componente y % de la mezcla	Metano 88%	Fase	gas
Características y localización del recipiente, instalación o equipo					
Tipo de recipiente:	Vertical	Horizontal	Esférico	Otro X	
Instalación o equipo	Gasoducto	Dimensiones	Ø: 36"	Capacidad	No aplica
Temperatura (°C)	50	Presión (psig)	1,200	Flujo (m3/hr)	8,652
Superficie del dique (m ²)	No aplica		Altura hidráulica (m)	No aplica	
Diámetro del orificio de fuga (pulg.)	7.2" (20%) y 36" (100%)		Elevación de la fuga (m)	0	

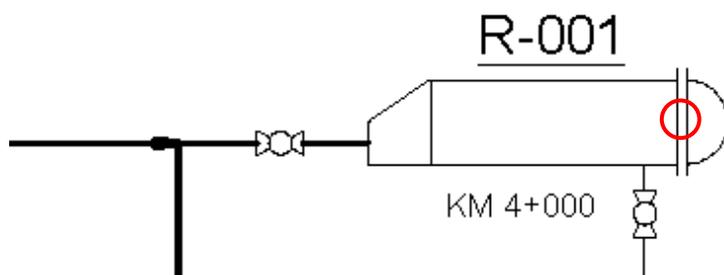


Escenario 5. Fuga en la trampa de diablos R-001

Fuga de gas natural por falla de sello de la compuerta de la trampa de envío de diablos R-001.

Tabla 35. Escenario 5. Condiciones de simulación

Condiciones atmosféricas y localización					
Temperatura ambiente (°C)	22.2		Humedad relativa (%)	42.9	
Zona tipo	Rural: X	Urbana:	Industrial:		
Condiciones meteorológicas					
Velocidad del viento (m/s)	3.49		Estabilidad Pasquill	B	
Sustancia peligrosa					
Nombre	Gas natural	Componente y % de la mezcla	Metano 88%	Fase	gas
Características y localización del recipiente, instalación o equipo					
Tipo de recipiente:	Vertical	Horizontal	Esférico	Otro X	
Instalación o equipo	Compuerta	Dimensiones	Ø: 42"	Capacidad	No aplica
Temperatura (°C)	48.3	Presión (psig)	1,185	Flujo (m3/hr)	8,652
Superficie del dique (m ²)	No aplica		Altura hidráulica (m)	No aplica	
Diámetro del orificio de fuga (pulg.)	8.4" (20%) y 42" (100%)		Elevación de la fuga (m)	1	



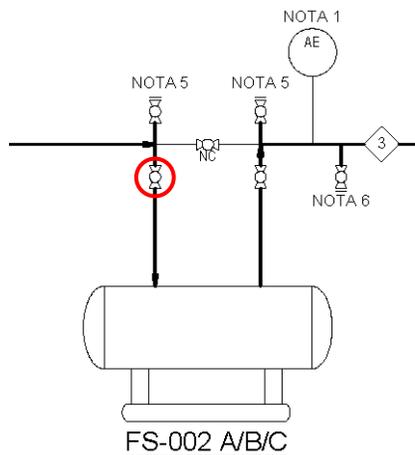
Localización del escenario

Escenario 6. Fuga en el filtro FS-002-A/B

Fuga de gas natural por falla de sello en brida de válvula de bloqueo en la entrada del filtro Separador FS-001 A/B/C.

Tabla 36. Escenario 6. Condiciones de simulación

Condiciones atmosféricas y localización					
Temperatura ambiente (°C)	22.2		Humedad relativa (%)	42.9	
Zona tipo	Rural: X	Urbana:	Industrial:		
Condiciones meteorológicas					
Velocidad del viento (m/s)	3.49		Estabilidad Pasquill	B	
Sustancia peligrosa					
Nombre	Gas natural	Componente y % de la mezcla	Metano 88%	Fase	gas
Características y localización del recipiente, instalación o equipo					
Tipo de recipiente:	Vertical	Horizontal	Esférico	Otro X	
Instalación o equipo	Brida	Dimensiones	Ø: 20"	Capacidad	No aplica
Temperatura (°C)	48.3	Presión (psig)	1,185	Flujo (m3/hr)	8,652
Superficie del dique (m ²)	No aplica		Altura hidráulica (m)	No aplica	
Diámetro del orificio de fuga (pulg.)	4" (20%) y 20" (100%)		Elevación de la fuga (m)	2	



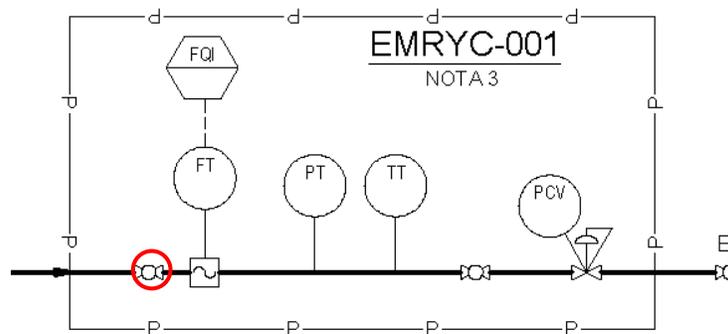
Localización del escenario

Escenario 7. Fuga en la estación EMRYC-001

Fuga de gas natural por falla de sello en brida de válvula de bloqueo, en el brazo de medición de la estación EMRYC-001

Tabla 37. Escenario 7. Condiciones de simulación

Condiciones atmosféricas y localización					
Temperatura ambiente (°C)	22.2		Humedad relativa (%)	42.9	
Zona tipo	Rural: X	Urbana:		Industrial:	
Condiciones meteorológicas					
Velocidad del viento (m/s)	3.49		Estabilidad Pasquill	B	
Sustancia peligrosa					
Nombre	Gas natural	Componente y % de la mezcla	Metano 88%	Fase	gas
Características y localización del recipiente, instalación o equipo					
Tipo de recipiente:	Vertical	Horizontal	Esférico	Otro X	
Instalación o equipo	Brida	Dimensiones	Ø: 10"	Capacidad	No aplica
Temperatura (°C)	48.3	Presión (psig)	1,175	Flujo (m3/hr)	3,244
Superficie del dique (m ²)	No aplica		Altura hidráulica (m)	No aplica	
Diámetro del orificio de fuga (pulg.)	2" (20%) y 10" (100%)		Elevación de la fuga (m)	1	



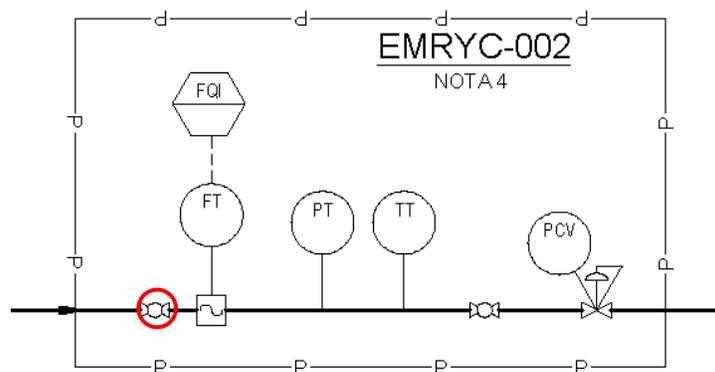
Localización del escenario (4 Torres de absorción)

Escenario 8. Fuga en la estación EMRYC-002

Fuga de gas natural por falla de sello en brida de válvula de bloqueo, en el brazo de medición de la estación EMRYC-002

Tabla 38. Escenario 8. Condiciones de simulación

Condiciones atmosféricas y localización					
Temperatura ambiente (°C)	22.2		Humedad relativa (%)	42.9	
Zona tipo	Rural: X	Urbana:	Industrial:		
Condiciones meteorológicas					
Velocidad del viento (m/s)	3.49		Estabilidad Pasquill	B	
Sustancia peligrosa					
Nombre	Gas natural	Componente y % de la mezcla	Metano 88%	Fase	gas
Características y localización del recipiente, instalación o equipo					
Tipo de recipiente:	Vertical	Horizontal	Estérico	Otro X	
Instalación o equipo	Brida	Dimensiones	Ø: 8"	Capacidad	No aplica
Temperatura (°C)	48.3	Presión (psig)	1,175	Flujo (m3/hr)	2,163
Superficie del dique (m²)	No aplica		Altura hidráulica (m)	No aplica	
Diámetro del orificio de fuga (pulg.)	1.6" (20%) y 8" (100%)		Elevación de la fuga (m)	1	



Localización del escenario

Tabla 39. Radios de afectación

No.	Escenario	Díam. de fuga		Incendio Radios de afectación (m)		Explosión Radios de afectación (m)	
		%	Pulg.	Alto riesgo	Amortiguamiento	Alto riesgo	Amortiguamiento
1	Fuga en el filtro FS-001-A/B/C	20	4	158.93	234.84	15.80	22.74
		100	20	701.74	1,089.62	26.85	40.90
2	Fuga en la estación EM-001	20	2.8	115.12	166.89	14.64	20.84
		100	14	504.51	780.34	22.61	33.94
3	Fuga en la trampa de diablos L-001	20	8.4	313.96	480.27	18.96	27.94
		100	42	1,374.13	2,135.89	39.60	61.84
4	Fuga en el Sub-Ramal de interconexión	20	7.2	492.64	945.07	103.79	169.85
		100	36	597.21	1,147.14	119.63	195.87
5	Fuga en la trampa de diablos R-001	20	8.4	312.65	478.19	18.94	27.90
		100	42	1,368.61	2,127.34	39.48	61.64
6	Fuga en el filtro FS-002-A/B	20	4	158.28	233.81	15.77	22.70
		100	20	698.82	1,085.06	26.81	40.83
7	Fuga en la estación EMRYC-001	20	2	84.07	120.07	13.77	19.40
		100	10	366.04	562.51	19.90	29.48
8	Fuga en la estación EMRYC-002	20	1.6	68.24	96.56	13.32	18.67
		100	8	297.60	454.39	18.67	27.45

La memoria de cálculo de las simulaciones realizadas se muestra en el **Anexo 6.** y la representación en planos, de los radios potenciales de afectación obtenidos, se presentan en el **Anexo 7.**

II.2 INTERACCIONES DE RIESGO

A continuación, se describen las interacciones de riesgo que pudieran presentarse en cada escenario de riesgo; así como las medidas preventivas orientadas a la reducción de la probabilidad de ocurrencia de dicha interacción y la compatibilidad del proyecto con la infraestructura existente.

II.2.1. Interacciones de riesgo

De acuerdo con los radios potenciales de afectación obtenidos, las posibles interacciones de riesgo con otras áreas o instalaciones que se encuentran dentro de la Zona de Alto Riesgo; son las siguientes:

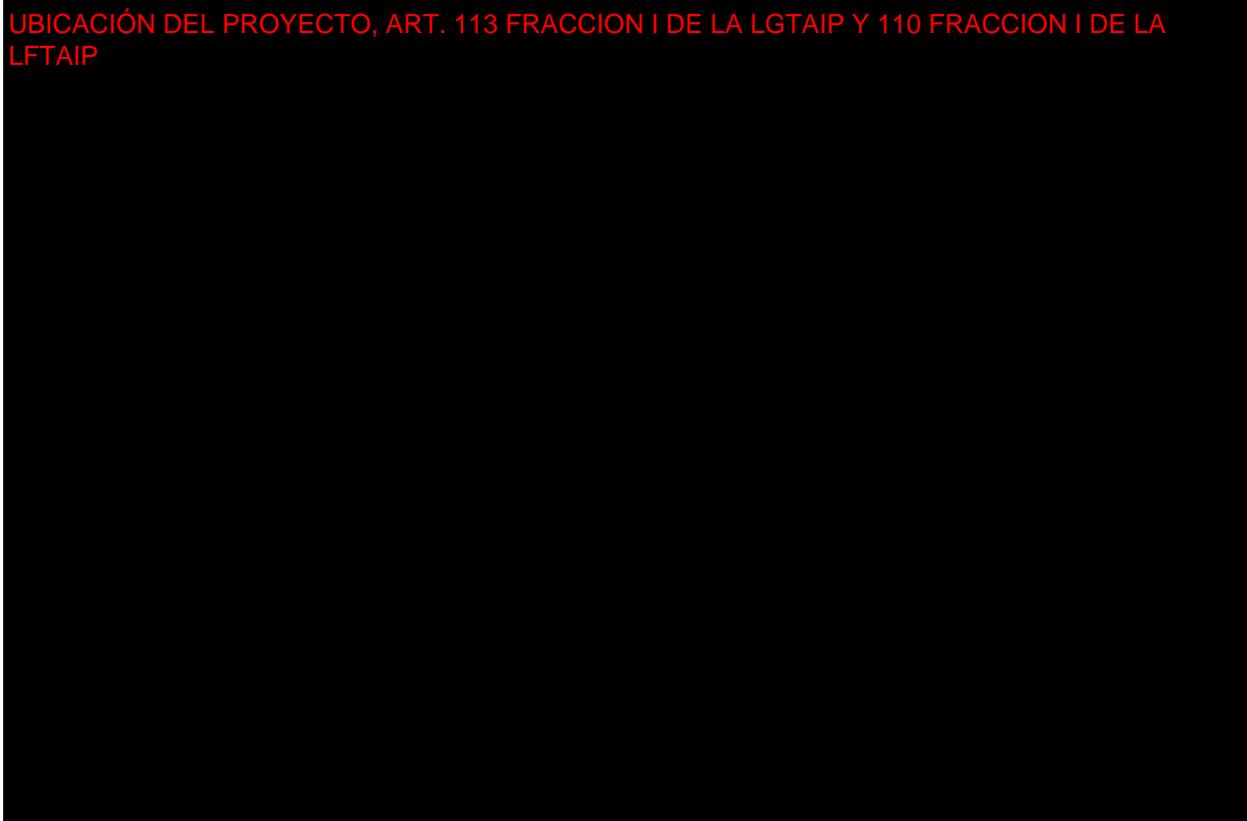
Escenario 1. Fuga en el filtro FS-001-A/B/C

En los casos de incendio por fuga del 20% y del 100% del diámetro de la brida de la válvula de bloqueo; los radios de alto riesgo (158.93 m. y 701.74 m.); rebasan totalmente los límites de la Estación EM-001; sin embargo, ésta se encuentra en una zona de terrenos sin uso, en la que no existen asentamientos humanos cercanos. Para una fuga del 100% del diámetro, el radio de alto riesgo incluye parte del camino de terracería que se encuentra al sur de la estación.

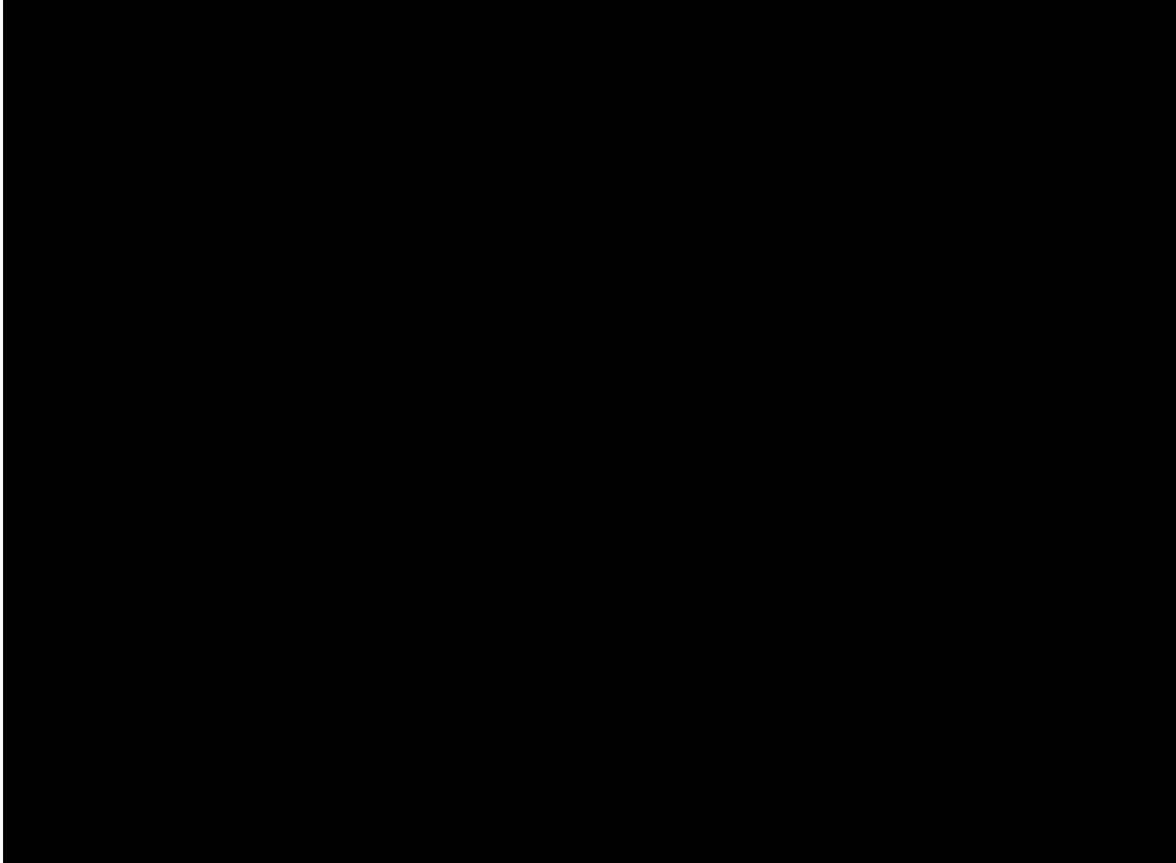
En el caso de explosión por fuga del 20% del diámetro de la brida; el radio de alto riesgo (15.80 m.) rebasa ligeramente el límite noreste. Para una fuga del 100%, el radio de alto riesgo (22.74 m.); rebasa ligeramente los límites noroeste y noreste; sin embargo, en estas colindancias no existe infraestructura alguna ni asentamientos cercanos.

En las siguientes figuras se muestran los radios de afectación para fugas de 20% y del 100%, en el filtro FS-001-A/B/C.

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



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

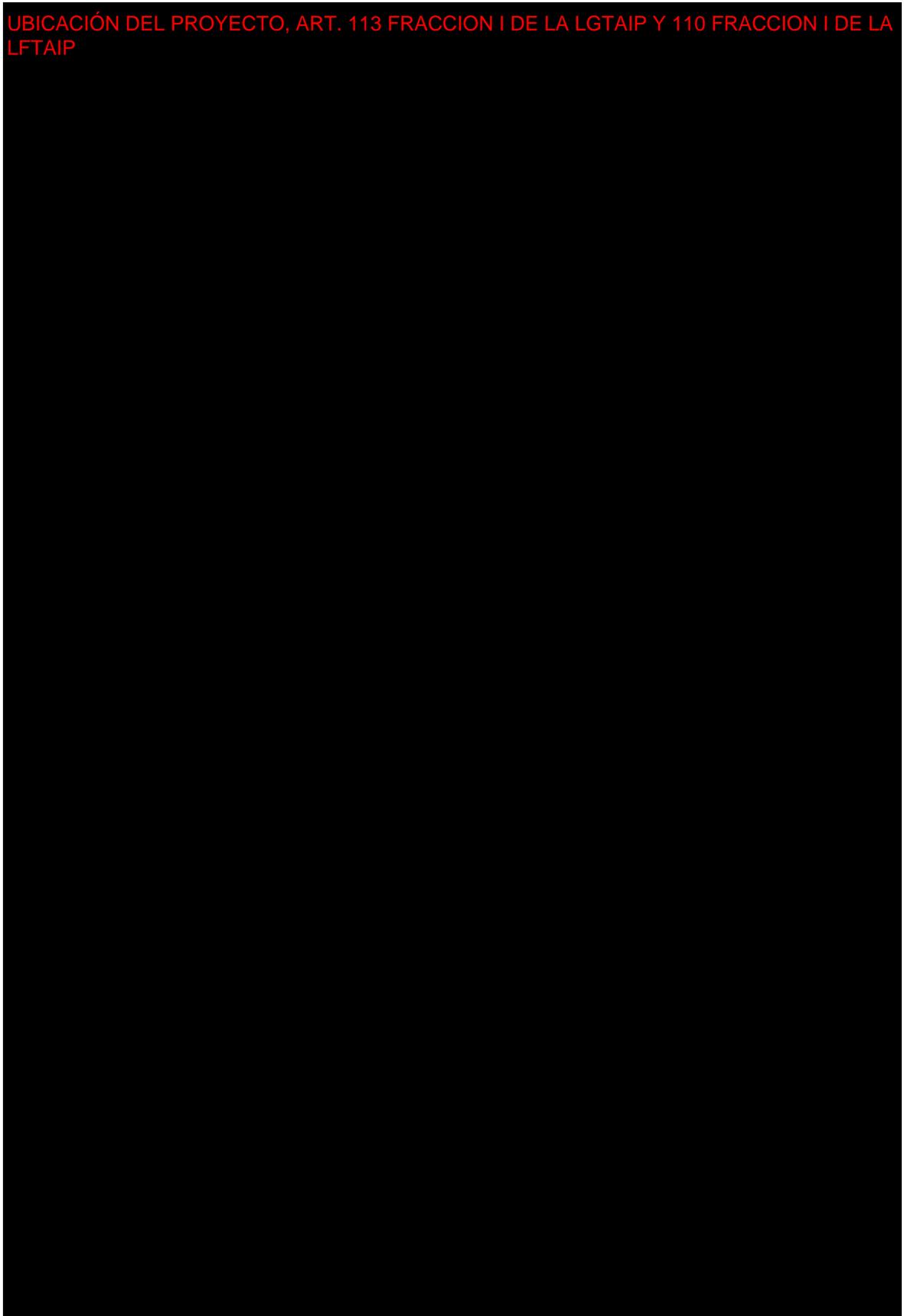


En los casos de incendio por fuga del 20% y del 100% del diámetro de la brida de la válvula de bloqueo; los radios de alto riesgo (115.12 m. y 504.51 m.); rebasan totalmente los límites de la Estación; sin embargo, como se mencionó anteriormente, en la zona solo existen terrenos sin uso, y no existen asentamientos humanos cercanos. Para una fuga del 100% del diámetro, el radio de alto riesgo incluye parte del camino de terracería que se encuentra al sur de la estación.

En el caso de explosión por fuga del 20% y del 100% del diámetro de la brida; los radios de alto riesgo (14.64 m. y 22.61 m.) rebasan ligeramente el limite noroeste; sin embargo, en estas colindancias no existe infraestructura alguna ni asentamientos cercanos.

En las siguientes figuras se muestran los radios de afectación para fugas de 20% y del 100%, en la unidad de medición de la Estación EM-001.

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

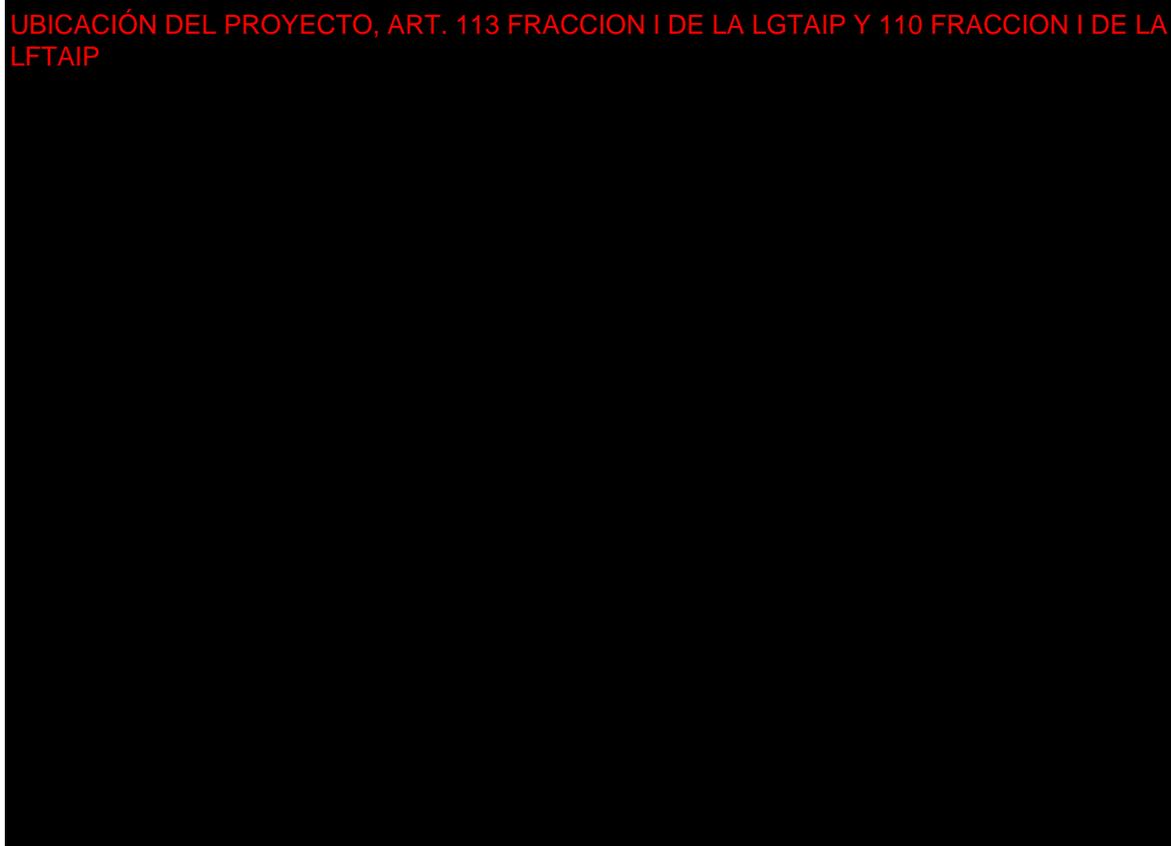


Escenario 3. Fuga en la trampa de diablos L-001

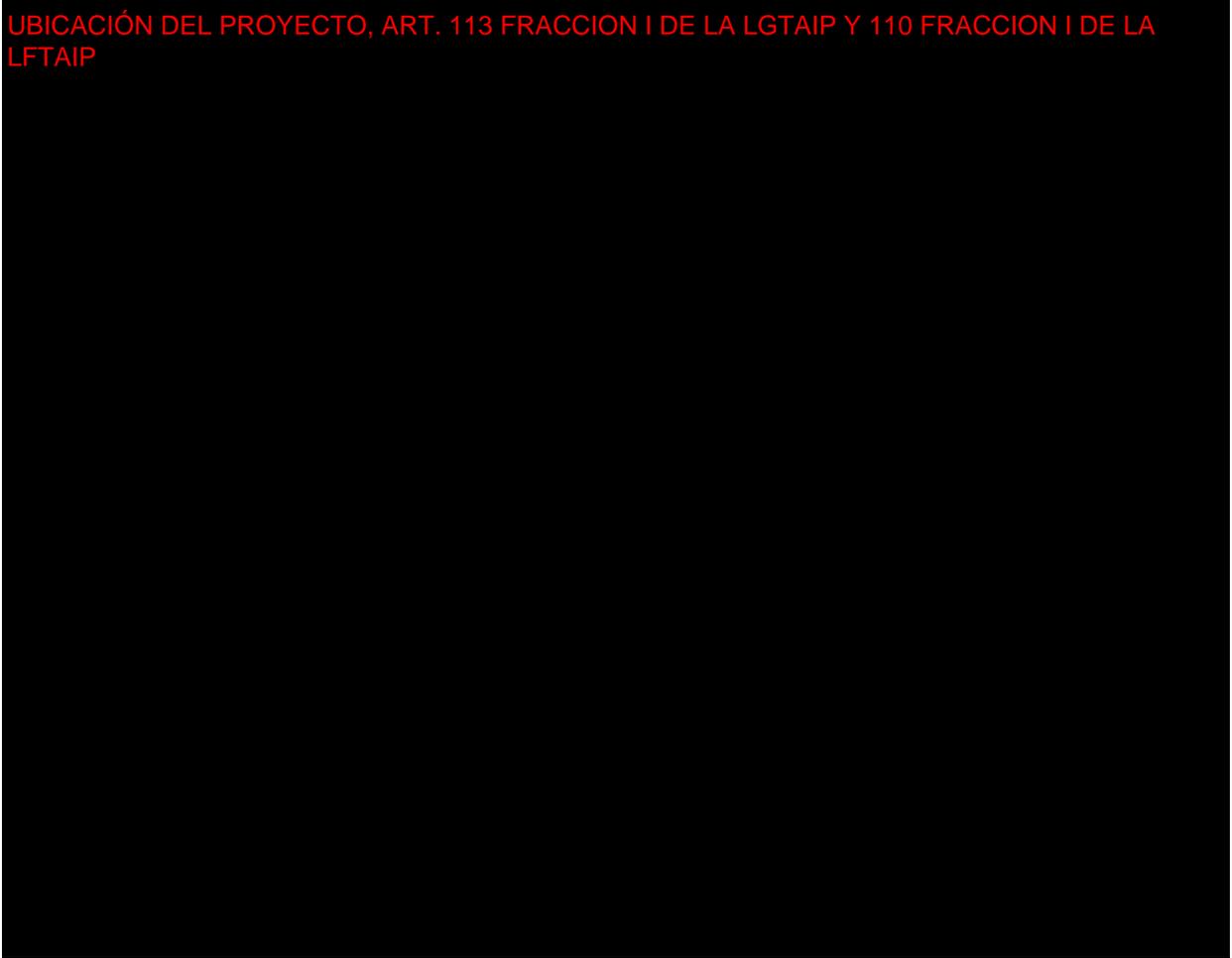
Para los casos de incendio por fuga del 20% y del 100% del diámetro de la compuerta; los radios de alto riesgo (313.96 m. y 1,374.13 m.); rebasan totalmente los límites de la Estación EM-001. Además, en el primer caso, el radio de alto riesgo incluye parte del camino de terracería que se encuentra al sur de la estación y en el segundo caso, incluye además parte de la pista de aterrizaje localizada al noroeste de la estación.

En el caso de explosión por fuga del 20% del diámetro de la brida; el radio de alto riesgo (18.96 m.) no rebasa los límites de la estación. Pero para una fuga del 100%, el radio de alto riesgo (39.60 m.); rebasa los límites noroeste, suroeste y sureste; sin embargo, como se mencionó anteriormente, en estas colindancias no existe infraestructura alguna ni asentamientos cercanos.

En las siguientes figuras se muestran los radios de afectación para fugas de 20% y del 100%, en la trampa de diablos L-001.



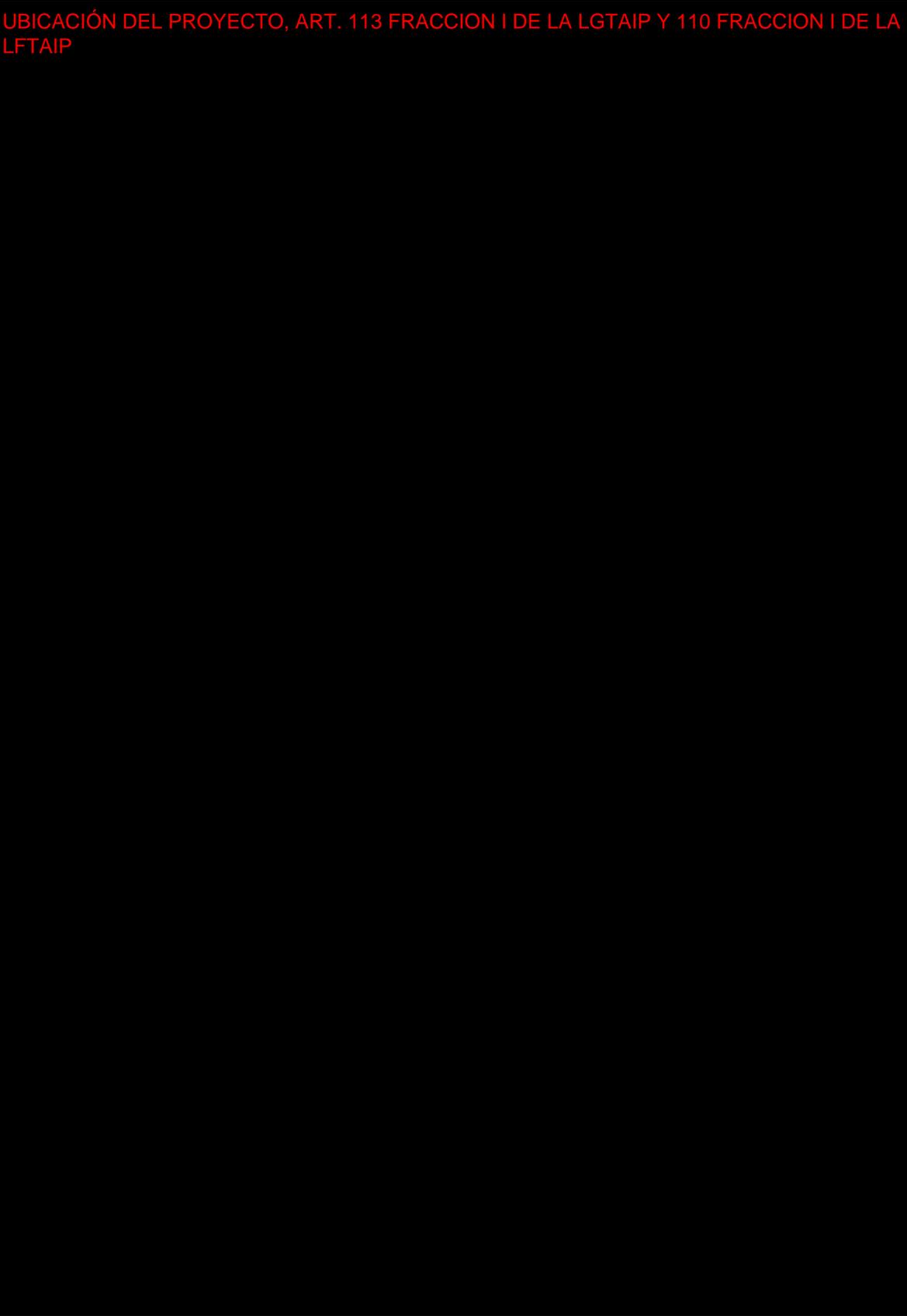
UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP



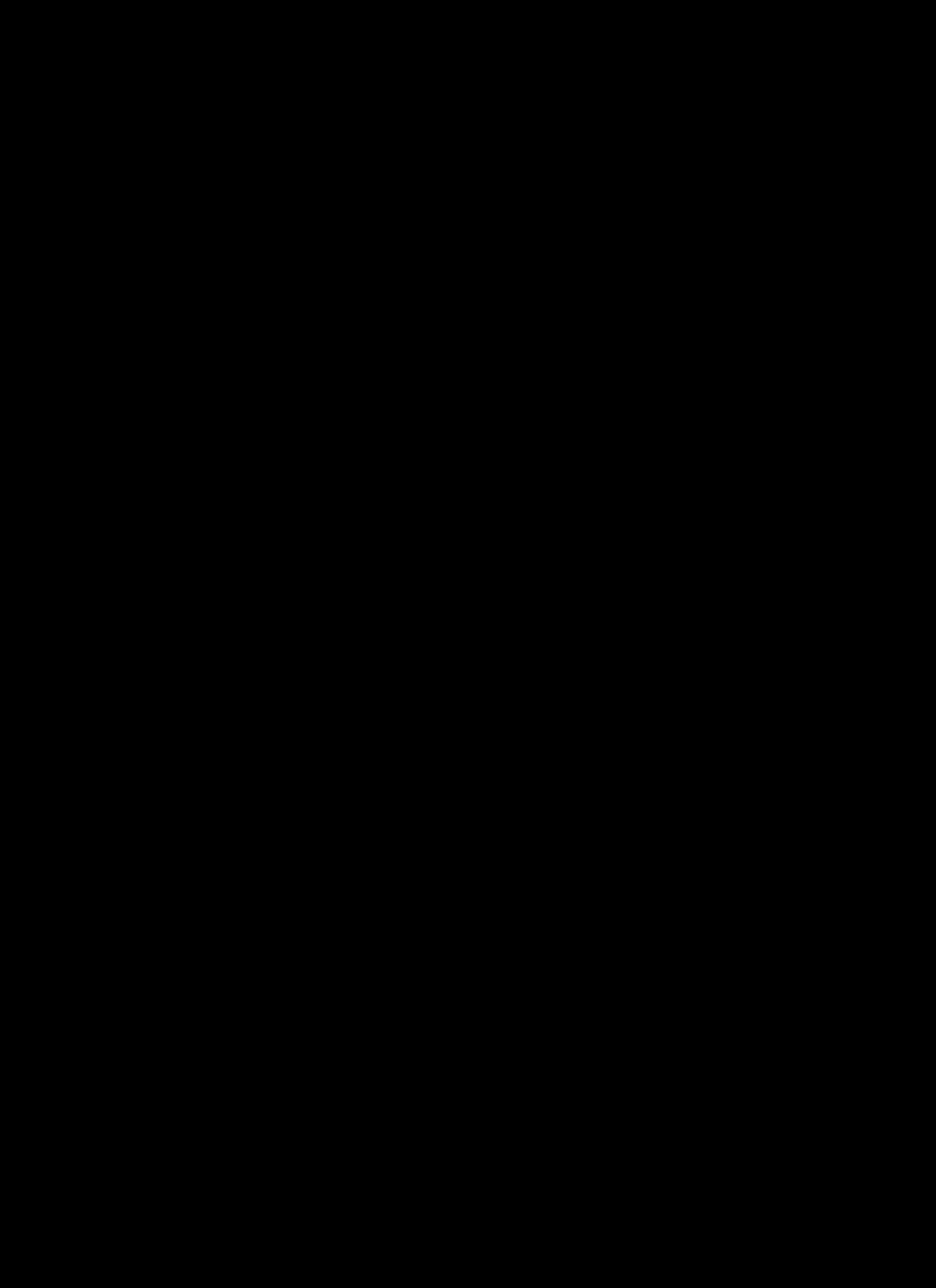
Para los casos de incendio y explosión por fugas del 20% y del 100% del diámetro del gasoducto; los radios de alto riesgo de incendio (492.64 m. y 597.21 m.) y de explosión (103.79 m. y 119.63m.), incluyen parte del camino de terracería al sur de la Estación EM-001 y parte de la carretera estatal 36 norte. Debido a que el trazo se ubica en terrenos sin uso, no existen asentamientos humanos cercanos.

En las siguientes figuras se muestran los radios de afectación para fugas de 20% y del 100%, en el Sub-Ramal de interconexión.

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



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



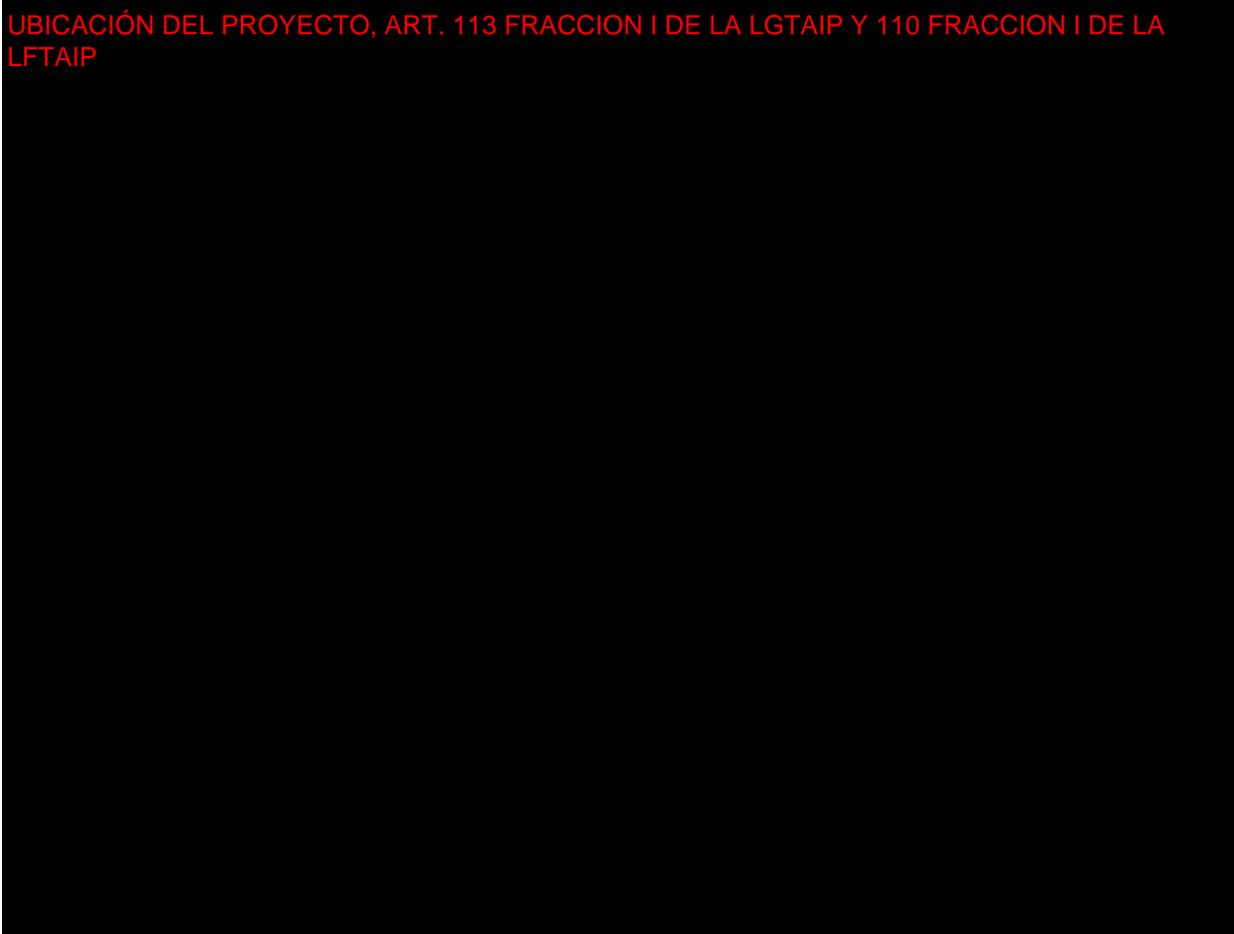
Escenario 5. Fuga en la trampa de diablos R-001

Para los casos de incendio por fuga del 20% y del 100% del diámetro de la compuerta; los radios de alto riesgo (312.65 m. y 1,368.61 m.); rebasan totalmente los límites de la Estación EMRYC-001/002. Además, en el segundo caso, el radio de alto riesgo incluye parte del camino estatal 36 norte que se encuentra al norte de la estación.

En el caso de explosión por fuga del 20% del diámetro de la brida; el radio de alto riesgo (18.94 m.) no rebasa los límites de la estación. Pero para una fuga del 100%, el radio de alto riesgo (39.48 m.); rebasa los límites noreste y sureste; sin embargo, como se mencionó anteriormente, en estas colindancias no existe infraestructura alguna ni asentamientos cercanos.

En las siguientes figuras se muestran los radios de afectación para fugas de 20% y del 100%, en la trampa de diablos R-001.

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



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

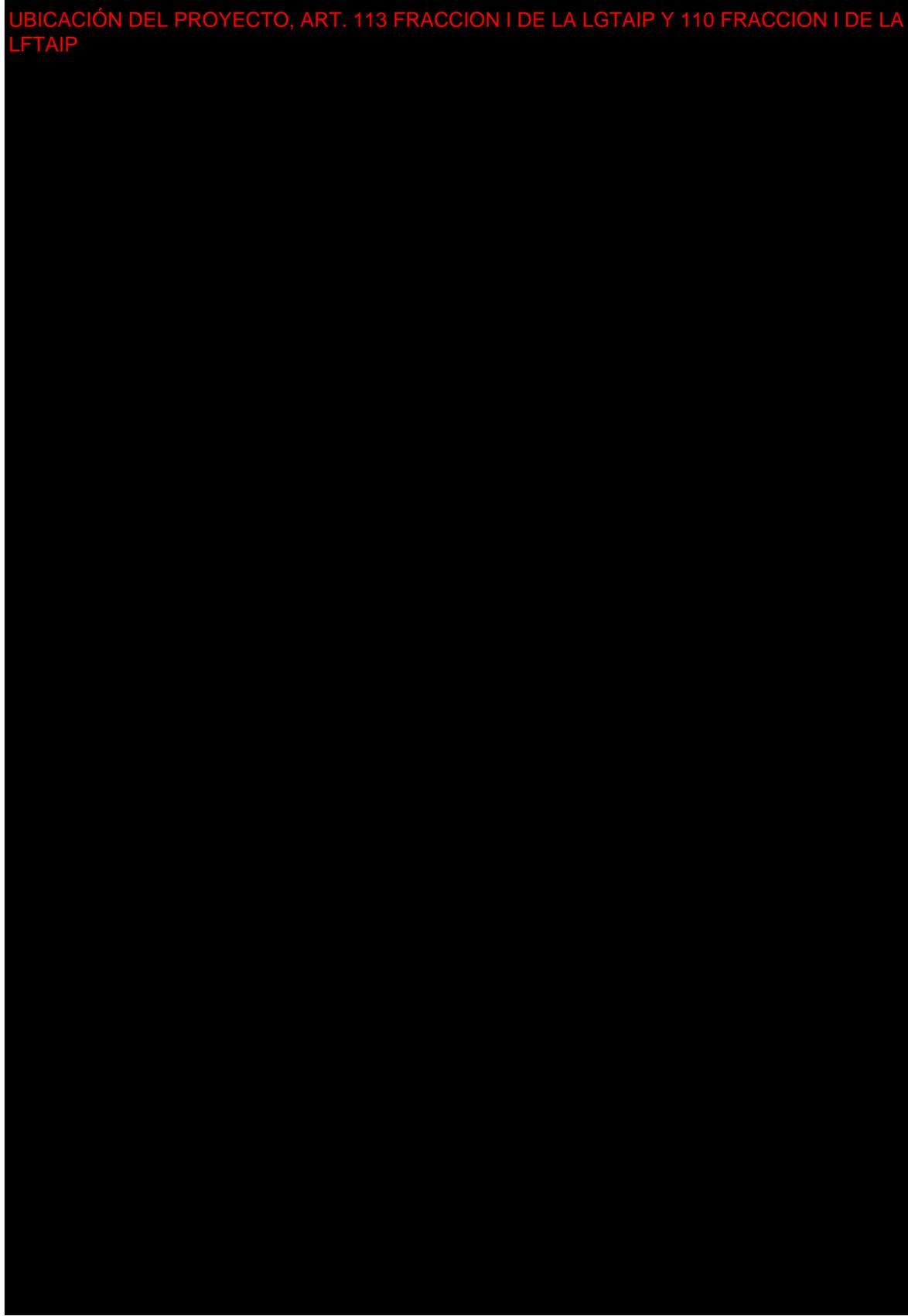
Escenario 6. Fuga en el filtro FS-002-A/B

En los casos de incendio por fuga del 20% y del 100% del diámetro de la brida de la válvula de bloqueo; los radios de alto riesgo (158.28 m. y 698.82 m.); rebasan totalmente los límites de la Estación EMRYC-001/002. Como se ha comentado anteriormente, la estación se encuentra en una zona de terrenos sin uso, en la que no existen asentamientos humanos cercanos. Para una fuga del 100% del diámetro, el radio de alto riesgo incluye parte del camino estatal 36 norte que se encuentra al norte de la estación.

En el caso de explosión por fuga del 20% del diámetro de la brida; el radio de alto riesgo (15.77 m.) no rebasa los límites de la estación. Para una fuga del 100%, el radio de alto riesgo (26.81 m.); rebasa ligeramente los límites noroeste y noreste; sin embargo, en estas colindancias no existe infraestructura alguna ni asentamientos cercanos.

En las siguientes figuras se muestran los radios de afectación para fugas de 20% y del 100%, en el filtro FS-002-A/B.

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



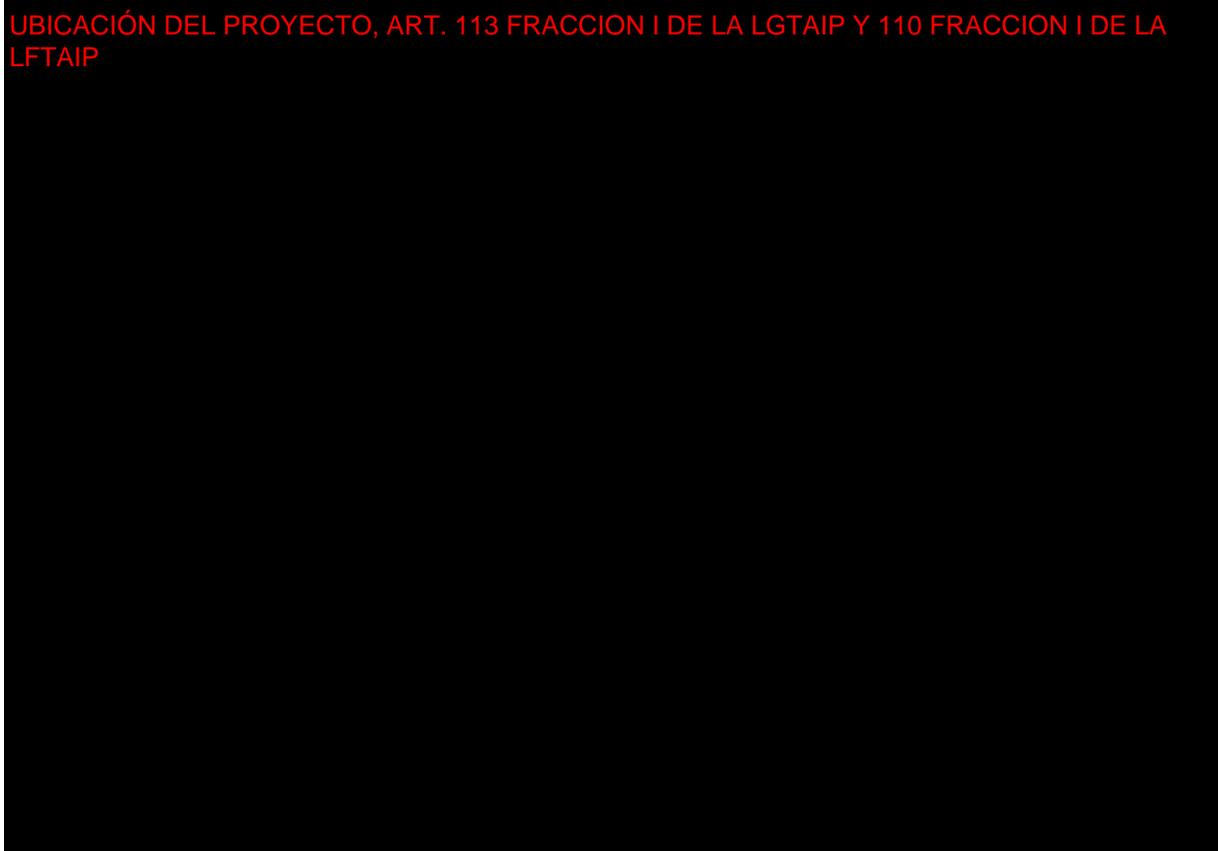
Escenario 7. Fuga en la estación EMRYC-001

En los casos de incendio por fuga del 20% y del 100% del diámetro de la brida de la válvula de bloqueo; los radios de alto riesgo (84.07 m. y 366.04 m.); rebasan totalmente los límites del punto de entrega (estación EMRYC-001/002). Para una fuga del 100% del diámetro, el radio de alto riesgo incluye parte del camino estatal 36 norte que se encuentra al norte de la estación.

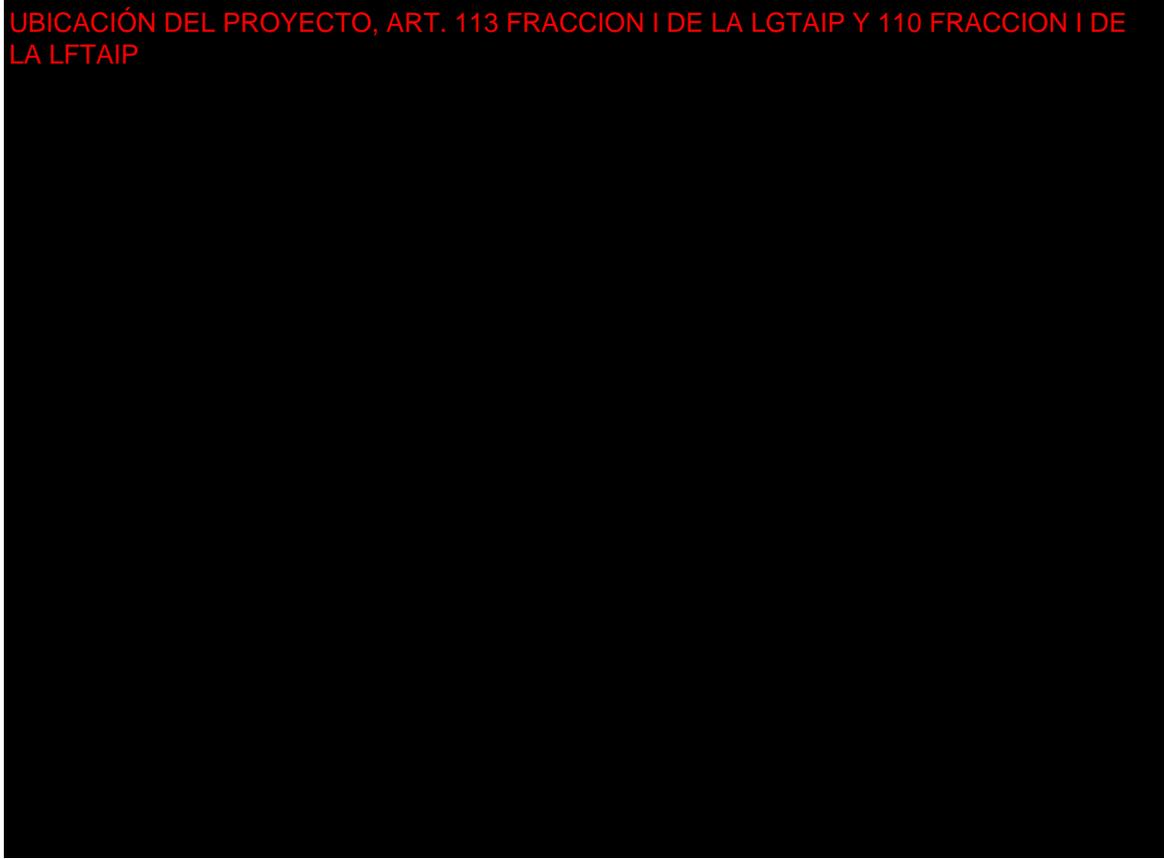
En el caso de explosión por fuga del 20% y del 100% del diámetro de la brida; los radios de alto riesgo (13.77 m. y 19.90 m.) no rebasan los límites de la estación EMRYC-001/002.

En las siguientes figuras se muestran los radios de afectación para fugas de 20% y del 100%, en la Estación EMRYC-001.

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



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



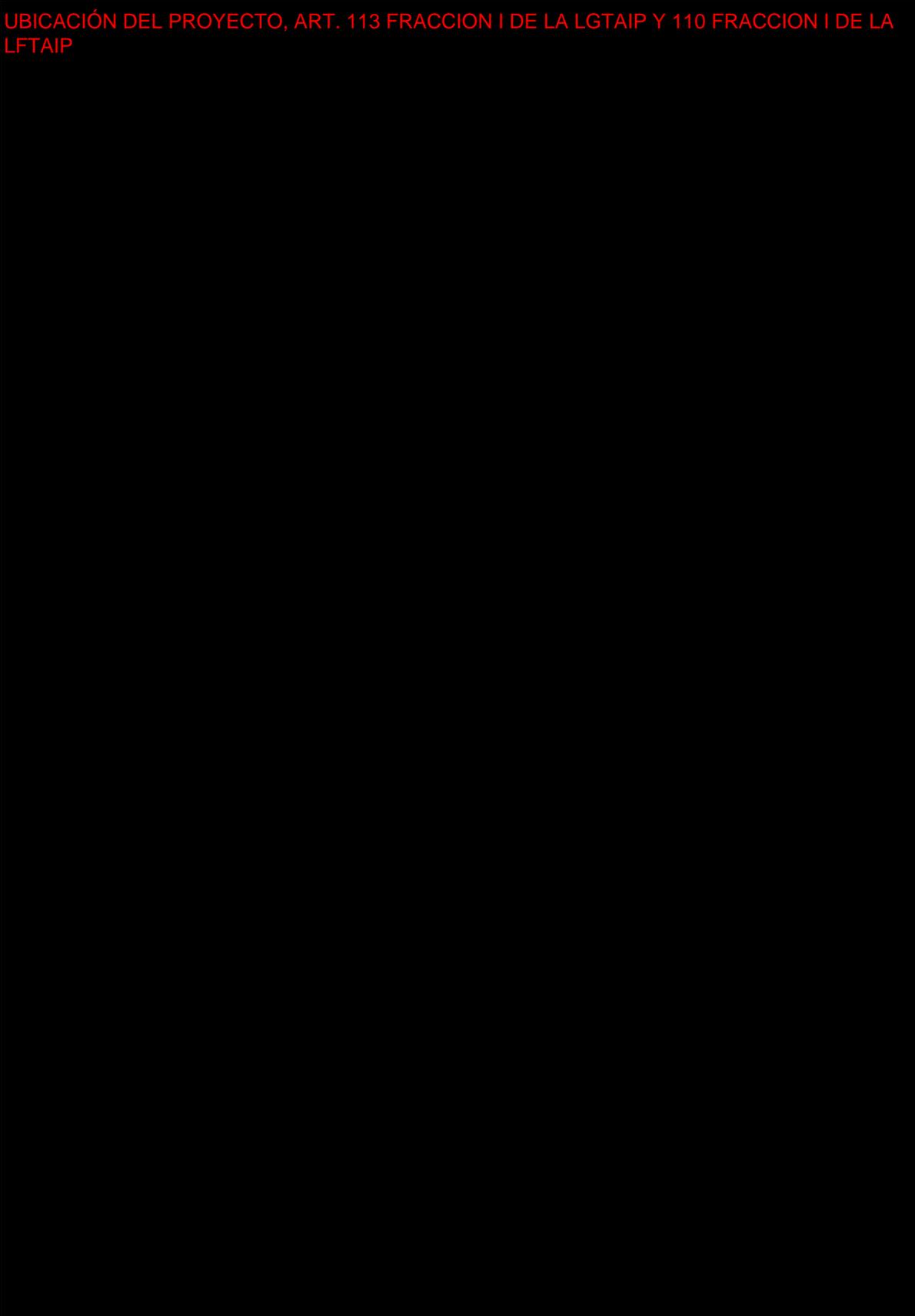
Escenario 8. Fuga en la estación EMRYC-002

En los casos de incendio por fuga del 20% y del 100% del diámetro de la brida de la válvula de bloqueo; los radios de alto riesgo (68.24 m. y 297.60 m.); rebasan totalmente los límites del punto de entrega (estación EMRYC-001/002); en los que, como se ha comentado, no existe ninguna infraestructura o asentamientos cercanos.

En el caso de explosión por fuga del 20% y del 100% del diámetro de la brida; solo el radio de alto riesgo del 100% (18.67 m.) rebasa ligeramente el límite de la estación EMRYC-001/002, en la colindancia noroeste.

En las siguientes figuras se muestran los radios de afectación para fugas de 20% y del 100%, en la Estación EMRYC-002.

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



II.2.2. Medidas preventivas para la reducción de la ocurrencia de las interacciones de riesgo.

El proyecto contará con las medidas de preventivas y sistemas de seguridad que se describen en las secciones I.5, III.1.1.y III.1.2. De éstas, las que aplican para el control específico de los escenarios de riesgo identificados, son las siguientes.

Para prevenir y controlar fugas, se contará con un sistema de detección de fugas, válvulas automáticas de bloqueo de instalaciones y equipos y válvulas de seccionamiento (MLV) del Sub-Ramal; así como procedimientos específicos para la atención de emergencias.

Para prevenir y controlar los efectos por radiación, el proyecto contará con un sistema contra incendios y con las medidas para prevenir y controlar fugas descritas anteriormente.

Para prevenir y controlar los efectos por sobrepresión, el proyecto se ubicara lejos de cualquier población, centros de reunión y de cualquier instalación con riesgo de desencadenar una interacción peligrosa.

Con base en lo anterior, el proyecto se considera compatible con la infraestructura existente en el sitio donde se pretende ubicar.

II.3 EFECTOS SOBRE EL SISTEMA AMBIENTAL

De acuerdo con los radios de afectación obtenidos, las consecuencias con mayores radios de afectación se presentarían en los eventos de incendio. Debido a la ausencia de asentamientos humanos cercanos; en estos casos, los principales elementos afectados son la vegetación y la fauna de las zonas cercanas. En el primer caso el efecto es la pérdida de la cubierta vegetal por efectos de la radiación; en el segundo caso la principal afectación a la fauna sería por pérdida del hábitat

III. SEÑALAMIENTO DE LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD Y PREVENTIVAS EN MATERIA AMBIENTAL

III.1 RECOMENDACIONES TÉCNICO-OPERATIVAS

Con base en los resultados obtenidos a través de la identificación y jerarquización de riesgos, así como de la simulación de escenarios, se establecen las siguientes recomendaciones técnico-operativas:

Tabla 40. Recomendaciones técnico operativas

No.	Recomendación	What If
1.	Aplicar el programa de mantenimiento de filtros separadores.	1.1, 3.4
2.	Establecer procedimientos para todas las operaciones del Sub-Ramal	1.2, 1.5, 1.7, 1.9, 3.1, 3.3, 3.5, 3.8
3.	Establecer un programa de capacitación en el que se incluyan los procedimientos de operación del Sub-Ramal	1.2, 1.5, 1.7, 1.9, 3.1, 3.3, 3.5, 3.8
4.	Establecer un programa de inspecciones periódicas en el que se incluya la detección de fugas en bridas y sellos.	1.3, 1.8, 3.2, 3.6
5.	Aplicar el programa de mantenimiento a válvulas e instrumentos	1.3, 1.4, 1.6, 3.6, 3.7, 3.9
6.	Aplicar el Programa de simulacros de emergencia	1.3, 1.6, 1.7, 1.8, 3.1, 3.2, 3.6, 3.9
7.	Aplicar el programa de mantenimiento de Trampas de diablos.	1.8, 3.2
8.	Aplicar el programa de celaje	2.1
9.	Aplicar el sistema de permisos de trabajo seguro.	2.1
10.	Implementar un plan de respuesta a emergencias	2.1
11.	Aplicar el programa de mantenimiento al sistema de protección catódica	2.2
12.	Aplicar programa de mantenimiento a válvulas de seccionamiento	2.2
13.	Aplicar el programa de mantenimiento a válvulas automáticas	2.3
14.	Verificar que el diseño por viento de las instalaciones y equipos, haya considerado el historial de huracanes en la zona.	4.1
15.	Verificar que el diseño de las instalaciones y equipos, haya considerado el historial de sismicidad en la zona.	4.2
16.	Actualizar el presente estudio de riesgo, una vez que se cuente con la ingeniería básica de detalle	--

III.1.1 Sistemas de seguridad

III.1.1.1 Sistema de detección de fugas

El sistema consistirá en principio, por transmisores de presión y temperatura aguas arriba y aguas debajo de las válvulas de corte principales. Se tomarán también en cuenta las lecturas de presión, temperatura y flujo en las estaciones de medición y regulación, tanto en el punto de interconexión como en el punto de entrega.

El sistema será altamente sensible y preciso dada la prioridad para la protección del ambiente. El modelo matemático usado para la detección de fugas proveerá las siguientes funciones:

- Detección de fugas
- Configuración de umbrales
- Gestión de inventario en el ducto

El software utilizado para generar el modelo del ducto y obtener la detección de fugas estará basado en lo establecido en el API-1149.

III.1.1.2 Sistema contra incendios

Extintores portátiles

De acuerdo a la NOM-002-STPS-2010 “Condiciones de seguridad-Prevención y protección contra incendios en los centros de trabajo”, las características del proyecto son las siguientes:

- Se prevé que en caso de presentarse fuegos incipientes en el área de las EMRyC (punto de recibo y punto de entrega), este sería clase "B".
- Se prevé que en caso de presentarse fuegos incipientes dentro de los cuartos: telecom, eléctrico y de baterías (punto de recibo y punto de entrega), este sería clase "C".
- Dentro de las EMRyC los gases inflamables son mayores a 3,000 Lts, por lo que se considera un riesgo de incendio es Alto.
- Dentro de Los cuartos de telecom, eléctrico y de baterías, el área de cada uno es de 12 m², por lo que se considera un riesgo Ordinario.
- Dentro de las EMRyC las áreas son las siguientes:
 - a. Punto de Recibo = 2,700m²
 - b. Punto de Entrega = 3,600m²
- Dentro de Los cuartos las áreas son las siguientes:

- a. Cuarto de telecom = 12m²
- b. Cuarto eléctrico = 12m²
- c. Cuarto de baterías es = 12m²

Con base en las características anteriores y de acuerdo con la norma NOM-002-STPS-2010, la cantidad de extintores portátiles que se instalarán son los siguientes:

- No. de extintores Punto de Recibo = 14
- No. de extintores Punto de Entrega = 18
- No. de extintores por cada cuarto = 1

Dentro de las EMRyC el Agente extintor Polvo Químico Seco tipo ABC (multipropósito) es apto para mitigar el fuego Clase B, además de poder controlar los fuegos tipo A y C por lo que es apto para el uso dentro de las Estaciones de Medición Regulación y Control.

Dentro de los cuartos el Bioxido de Carbono (CO₂) es el agente extintor adecuado para la clase de fuego tipo C, es un gas sin color ni olor que no conduce la electricidad, no es corrosivo y no deja residuos.

Extintores móviles

Se requieren Extintores móviles ya que en los filtros de las EMRyC se va a acumular la posible condensación de vapores contenidos en el gas.

De acuerdo con las características del proyecto, descritas anteriormente, la cantidad de extintores móviles que se instalarán son los siguientes:

- Punto de Recibo = 2
- Punto de Entrega = 1

Dentro de las EMRyC para los Filtros, Agente extintor Polvo Químico Seco tipo BC es apto para mitigar el fuego Clase B.

La cantidad total de extintores se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 41. Cantidad y tipo de extintores utilizados en total

Tipo extintor	Cantidad	Capacidad (UL)
Portátil - Polvo Químico Seco	22	40-B:C
Móvil - Polvo Químico Seco	5	80-B:C

Tipo extintor	Cantidad	Capacidad (UL)
Portátil – Bióxido de Carbono	6	10-B:C

III.1.3 Cono de viento

El Cono de viento será utilizado para tener una información visual de la dirección y velocidad del viento, como característica deberá tomar la forma de cono truncado al llenarse de aire, deberá contar con refuerzos en las zonas donde presente abrasión por flexión contra del marco de soporte, deberá estar diseñado para poder ser remplazado sin la necesidad de herramientas especiales, el cono de viento deberá quedar completamente extendido cuando este expuesto a viento de 28 km/h, deberá ser fabricado en Nylon color naranja internacional, con acabado especial para temperaturas de -55°C a 55°C y ser resistente a la humedad, deberá tener una resistencia a la deformación de 667 N, el cono de viento deberá moverse libremente sobre el eje vertical cuando este expuesto a viento de 5.6 km/h o más , indicando la dirección del viento con una precisión de +/- 5°. El largo mínimo efectivo será de 2.5 m y el diámetro de la base mayor será de 0.45 m, la base del cono estará fabricada en aluminio o latón, deberá incluir poste para su instalación de material resistente a la corrosión, el cono deberá cumplir con lo indicado en el manual de helipuertos de la OACI.

Cantidades

- Punto de Recibo = 1
- Punto de Entrega = 1

En las siguientes figuras se muestra la ubicación del equipo contra incendio y de los conos de viento; mientras que los planos correspondientes se presentan en al **Anexo 8**.

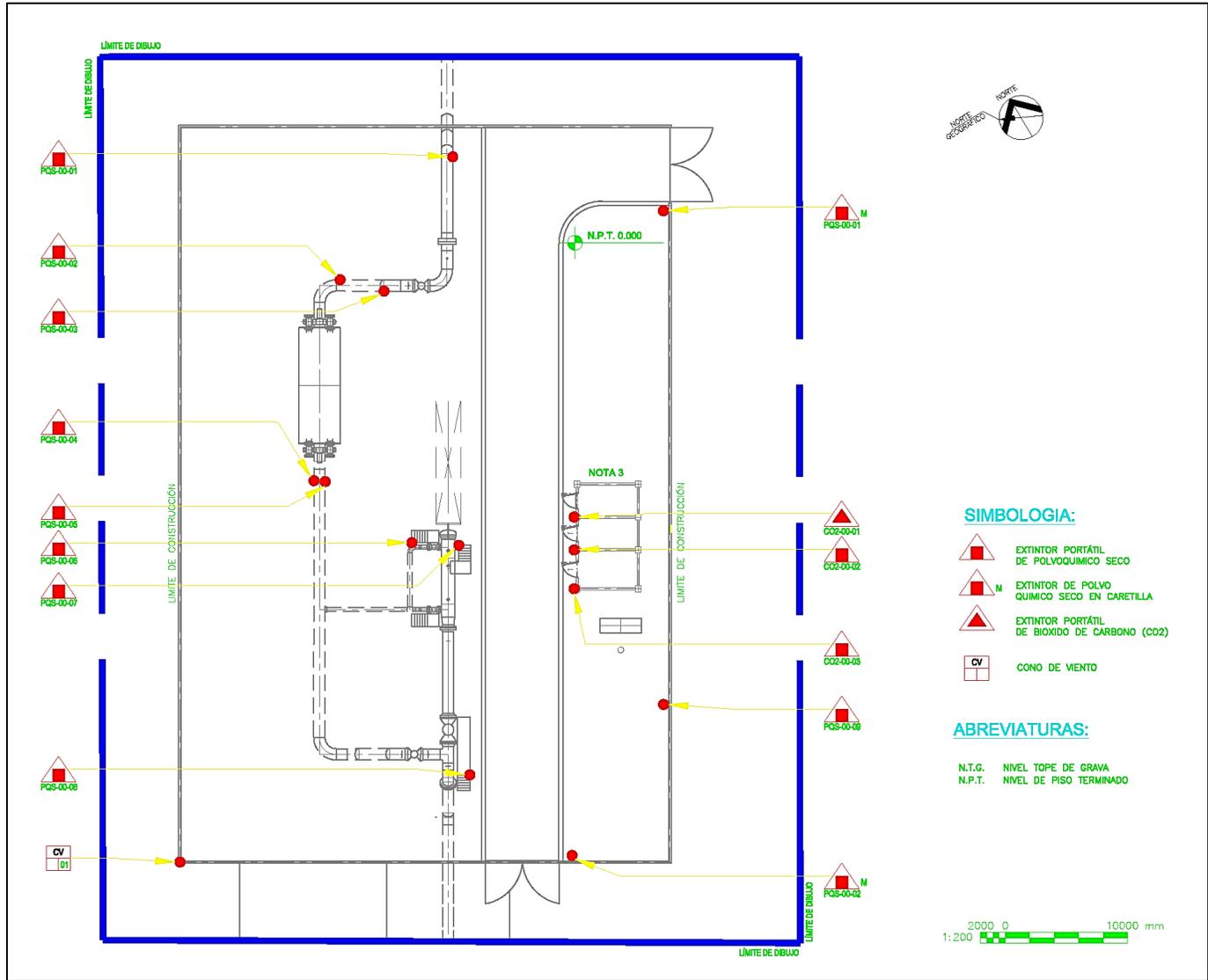


Figura 24. Estación EM-01. Localización del equipo contra incendio y del cono de viento

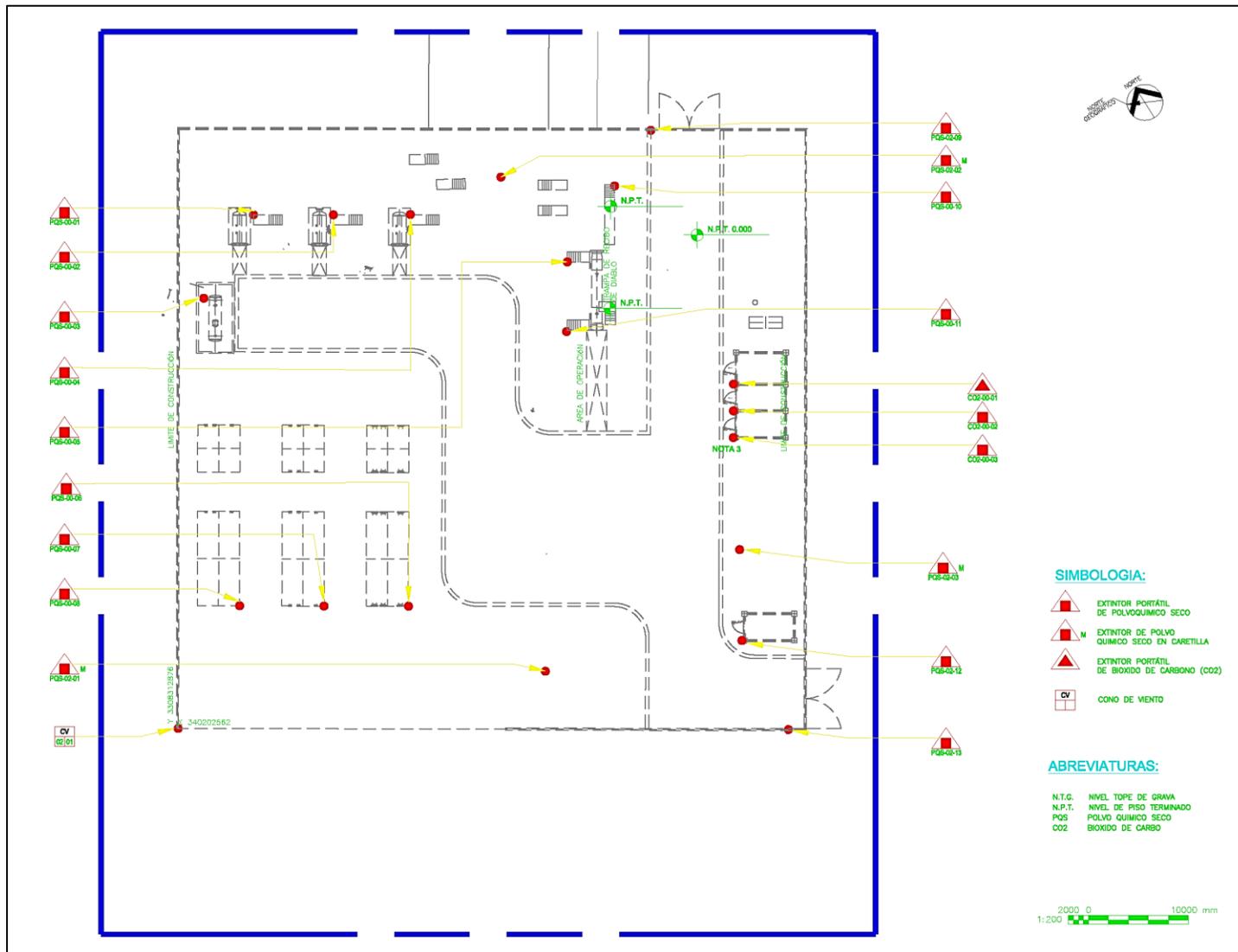


Figura 25. Estación EMRyC-01/02. Localización del equipo contra incendio y del cono de viento

III.1.2 Medidas preventivas

III.1.2.1 Programa de contingencias ambientales

El programa de contingencias ambientales establece las directrices que se aplicarán durante la operación normal del sistema de transporte de MPL Transportation Holdings, S. de R.L. de C.V., para evitar el deterioro del ambiente.

Este programa está conformado por 4 subprogramas que consideran diferentes aspectos ambientales.

1. Subprograma de supervisión ambiental

Objetivo

Vigilar y regular todas las actividades durante las diferentes etapas del proyecto.

Estrategias

La supervisión ambiental del sistema de transporte de MPL Transportation Holdings, S. de R.L. de C.V., se contempla como la herramienta de verificación directa de los aspectos planificados y gestionados del Programa de Contingencias Ambientales, y se basa en las siguientes actividades:

- a) Vigilar el cumplimiento estricto de todas las obligaciones ambientales de cada uno de los actores y supervisar las medidas de prevención, control y mitigación de los aspectos ambientales en las etapas de preparación del sitio, construcción, y operación y mantenimiento del proyecto, incluyendo las condicionantes que se determinen en el resolutivo de impacto ambiental correspondiente. Para ello, se elaborarán reportes semestrales de seguimiento.
- b) Establecer cláusulas y convenios con los contratistas en los que se incluyan rubros de protección ambiental, obligándolos a cumplir y apegarse a todos los programas incluidos dentro del Programa de Contingencias Ambientales, así como todos los subprogramas que forman parte del mismo.
- c) Asegurarse que toda la maquinaria y equipo se encuentre incluido dentro de un programa de mantenimiento y que se encuentre en óptimas condiciones. Este programa surge como medida de prevención de la contaminación atmosférica debida a la emisión de gases y ruido provenientes de la maquinaria y equipo utilizados. Se supervisará en todo momento que todas las unidades, equipos y maquinaria se encuentren en buenas condiciones de operación. Se sustituirá toda maquinaria que no cumpla con los requerimientos de emisiones.

Metodología

Se realizarán inspecciones quincenales, mediante las cuales se verificará el cumplimiento de los requerimientos ambientales de cada área. Durante las revisiones se llenarán bitácoras de cumplimiento, se levantarán minutas y se designarán a los responsables del seguimiento o corrección de alguna desviación, estableciendo fechas de compromiso.

2. Subprograma de restauración y conservación de suelo

Objetivo

Determinar las prácticas aplicables para el control de la erosión y las zonas prioritarias en donde deberán ser aplicadas. Este programa se enfocará en las áreas más susceptibles de ser erosionadas por viento y/o agua, y en donde se realizarán acciones de conservación y restauración de suelos con el propósito de evitar su pérdida.

Estrategias

Construcción o ampliación de instalaciones

El desarrollo del Proyecto del Gasoducto implica necesariamente la afectación directa al suelo y cobertura vegetal, provocando en consecuencia erosión y afectación a los patrones de drenaje superficiales. En este sentido es necesario proponer una serie de estrategias y medidas para minimizar el daño ocasionado a estos recursos.

Las estrategias para cumplir dicho objetivo, serán proteger la superficie del suelo y evitar que las partículas sean arrastradas por la lluvia o el viento. En este sentido las técnicas y medidas a realizar se describen de manera general a continuación.

Conservación de suelo.

Se conservará una capa superficial de 30 cm (top soil) como el factor más importante para el establecimiento de las plantas a rescatar y trasplantar, así como para la conservación de propágulos contenidos en el mismo, ya que esta porción del suelo contiene una gran cantidad de materia orgánica (semillas, propágulos, raíces, tubérculos, microorganismos). El suelo debe ser removido antes de comenzar cualquier actividad de construcción; en este proceso no debe estar ni muy húmedo ni muy seco, ya que estas condiciones provocan la compactación, pérdida de la estructura, pérdida de la viabilidad de semillas y otros microorganismos. El topsoil se almacenará en áreas destinadas específicamente para ello

y posteriormente será utilizado para cubrir la zanja una vez que se terminen las actividades de construcción utilizándolo como sustrato para favorecer la revegetación natural.

Sistemas de drenaje y captación de agua.

Considerando la naturaleza del proyecto, durante las actividades de excavación de la zanja principalmente, se enfrentará la problemática de la acumulación de agua en dichas zanjas durante las lluvias. Para evitarlo, será necesario construir diques o desagües temporales. Las zanjas se mantendrán secas y en caso de ser necesario se extraerá el agua acumulada mediante bombeo u algún método alternativo. Para excavaciones que vayan más abajo de las aguas freáticas se requerirán sistemas de bombeo o pozos.

Plantado de la Cubierta Vegetal.

Se establecerán plantas nativas, que en su mayoría serán plantas rescatadas de las áreas despalmadas; esto se realizará a medida que las áreas perturbadas se dejen libres. Las plantas presentarán características que ayuden a reducir la velocidad del viento, y que además ayuden al establecimiento de la cubierta edáfica nuevamente.

Uso de cubiertas orgánicas (mulches).

Las cubiertas orgánicas o inorgánicas son una excelente técnica para conservar los suelos y para permitir su restablecimiento y persistencia. En este sentido, se colocarán cubiertas orgánicas usando los restos de material orgánico obtenidos durante las actividades de desmonte y limpieza (cortezas, restos de vegetación producto del despalme) en aquellas zonas más propensas a la erosión, como son los taludes, con la finalidad de cubrir el suelo desnudo, e impedir la escorrentía superficial, regular la temperatura del suelo, conservar la humedad y evitar el crecimiento de malezas.

Operación

Durante la etapa de operación del ducto se deberá vigilar la pérdida de suelo por erosión o deslaves que pudieran exponer al ducto a la intemperie y que puedan causarle daños.

La vigilancia se llevará a cabo mediante el patrullaje de la franja de seguridad, de acuerdo al procedimiento MPL-PROC-001. Procedimiento para Patrullaje de la Franja de Seguridad.

3. Subprograma de control de derrames

Objetivos

El objetivo general del Subprograma de control de derrames es prevenir la contaminación del suelo y cuerpos de agua en todo el trazo del gasoducto, así como en las áreas empleadas para el almacenamiento de maquinaria y equipo; durante las etapas de construcción, operación y mantenimiento.

Estrategias

- a) El sitio donde se lleven a cabo actividades de almacenamiento de maquinaria y equipo, deberá cumplir lo siguiente:
 - Contar con pisos pavimentados o en su caso contar con charolas para contener posibles derrames o goteos de hidrocarburos al suelo
 - En caso de contar con pisos pavimentados, se deberá contar con una canaleta de captación de derrames conectada a un cárcamo impermeabilizado para evitar la contaminación al suelo adyacente.
- b) El personal responsable deberá instrumentar un plan de emergencias en respuesta a derrames, así como contar con el equipo para control de derrames (materiales y almohadillas absorbentes, barreras flotantes para casos de derrames en cuerpos de agua, charolas,)
- c) En caso de que se presente un derrame de hidrocarburos al suelo o a algún cuerpo de agua, se deberá realizar un estudio para determinar el nivel de contaminación y las dimensiones de la misma, y con base en ello, elaborar un programa de remediación de acuerdo con la normatividad aplicable.
- d) Cuando terminen las obras de construcción o actividades de operación o mantenimiento; los sitios donde almacenaban la maquinaria y equipo, deberán de ser desmantelados y el suelo que ocuparon deberá de someterse a un programa de rehabilitación o remediación ambiental, según se requiera.

4. Subprograma de manejo integral de residuos.

Objetivos

Los objetivos principales del subprograma de Manejo Integral de Residuos es asegurar que la gestión y manejo de los residuos se haga de forma sanitaria y ambientalmente adecuada, conforme a los principios de minimización, prevención de riesgos ambientales y protección de la salud pública.

Por otro lado, los objetivos específicos del subprograma incluyen:

- a) Promover la minimización, reutilización y el reciclado de residuos mediante la comercialización y venta de subproductos.
- b) Garantizar que los residuos no constituyan un factor de riesgo para la salud humana y el ambiente.
- c) Segregar los residuos desde la fuente de generación.
- d) Instalar la infraestructura necesaria para el manejo integral de los residuos.
- e) Definir políticas y mecanismos para la comercialización de los subproductos con valor comercial.
- f) Informar las acciones y responsabilidades derivadas del subprograma y generar conciencia entre los usuarios y los trabajadores.

Estas actividades aplican a las actividades de construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones del gasoducto.

Estrategias

Para lograr los objetivos antes descritos, el subprograma se encuentra dividido en tres rubros:

- Residuos líquidos
- Residuos sólidos no peligrosos
- Residuos peligrosos

Residuos líquidos

- a) Supervisar el uso de sanitarios portátiles en frentes de trabajo durante las etapas de construcción o de mantenimiento.
- b) Supervisar el mantenimiento de la infraestructura sanitaria utilizada en la etapa de construcción, operación y mantenimiento, y la disposición final de residuos líquidos a cargo de empresas acreditadas para tal fin por las autoridades competentes.
- c) Asegurarse que se cuenten con procedimientos para el manejo de las aguas residuales provenientes de las pruebas hidrostáticas
- d) Supervisar que las aguas residuales procedentes de las pruebas hidrostáticas reciban el tratamiento correspondiente antes de ser descargadas, y que cumplan con límites máximos permisibles que les correspondan, dependiendo del sitio de disposición final o del uso que se les pretenda dar.

Residuos Sólidos no peligrosos

Los residuos sólidos no peligrosos generados durante la construcción y operación del proyecto, consistirán básicamente de

- a) Domésticos (restos de comida, papel y plástico),
- b) Industriales no peligrosos (Madera, tubería, tubos, madera, malla, acero, lámina, cemento, materiales pétreos)
- c) Materiales térreos producto de excavaciones (Materia vegetal y suelo que se generarán durante la excavación de la zanja)

En los sitios de trabajo se colocarán contenedores destinados a los residuos del personal, separando preferentemente los residuos orgánicos de los inorgánicos. Los residuos de tipo industrial y restos de material de excavación se almacenarán en sitios específicamente destinados para ello para posteriormente ser reutilizados en los casos donde sea posible o ser dispuestos en sitios debidamente autorizados.

En la siguiente tabla se muestra la relación de los principales tipos de residuos, indicando el manejo de los mismos y su disposición final.

Tabla 42. Fuentes y manejo de residuos sólidos generados en la operación

Descripción	Fuente Generadora	Recolección y Confinamiento	Disposición final
Residuos de tipo doméstico	Personal que laborará en el sitio	En el sitio se colocarán contenedores de 200 litros debidamente señalizados Los residuos orgánicos en la medida de lo posible se separarán y utilizarán para formación de composta. El retiro de estos residuos será a cargo del servicio municipal y en caso de que esto no sea posible, el contratista será el responsable de retirarlos diariamente del sitio y disponerlos en sitios debidamente autorizados.	Tiradero municipal debidamente autorizado y/o Composta
Plástico (PET), aluminio, papel y cartón	Personal que laborará en el sitio	En la medida de lo posible, estos residuos serán separados y comprimidos para su posterior reúso o venta. El retiro de este material será responsabilidad del contratista.	Empresa acreditada para reciclaje o reuso
Materiales térreos producto de excavaciones	Desmante y despalme	El material de excavación se reutilizará para el relleno de la zanja. En ningún momento se permitirá almacenar este material a orillas de cuerpos de agua permanentes o intermitentes. El material de excavación sobrante se almacenará a un costado del derecho de vía y se dispondrá en sitios de tiro o sitios de disposición final debidamente autorizados. El contratista será responsable de la disposición final de este residuo.	Bancos de tiro o sitios de disposición final debidamente autorizados

Descripción	Fuente Generadora	Recolección y Confinamiento	Disposición final
Residuos industriales	Construcción del gasoducto, construcción de las instalaciones superficiales (válvulas de seccionamiento, estación de medición y regulación) y obras complementarias (patios de almacenamiento de maquinaria y equipos)	Los residuos de tipo industrial serán almacenados en sitios debidamente señalizados a un costado del derecho de vía, evitando en todo momento almacenar este material a orillas de cuerpos de agua permanentes o intermitentes. El retiro de este residuo será responsabilidad del contratista.	Sitios de disposición final debidamente autorizados

Residuos Peligrosos

Los residuos peligrosos que serán generados durante la etapa de preparación del sitio y construcción consisten principalmente en restos de pintura y recubrimientos, grasas y aceites usados, y estopas impregnadas con grasas y aceites. El contratista deberá limitar el uso de productos que generan residuos peligrosos y será responsable del almacenamiento temporal de los residuos generados, así como de asegurar que su transporte y disposición final sea realizado por empresas debidamente autorizadas.

En este marco, en los frentes de trabajo o bien en los patios de almacenamiento de maquinaria y equipo, se destinará un espacio que funcione como almacén para el manejo adecuado y confinamiento temporal de estos residuos peligrosos, el cual cumplirá con las indicaciones señaladas en la normatividad aplicable, con especial atención a los siguientes aspectos:

- a) Estar separado de las áreas de producción, servicios, oficinas y de almacenamiento de materias primas o productos terminados.
- b) Estar ubicado en zonas donde se reduzcan los riesgos por posibles emisiones, fugas, incendios, explosiones e inundaciones.
- c) Contar con muros de contención, así como señalamientos y letreros alusivos a la peligrosidad de los mismos en lugares y formas visibles.
- d) Estar ubicado en zonas donde se reducen los riesgos por posibles emisiones, fugas, incendios, explosiones e inundaciones.

En lo que respecta a los residuos peligrosos generados durante la operación del gasoducto, éstos consisten principalmente en aceites gastados, estopas impregnadas con grasas y aceites provenientes de las labores de mantenimiento. El personal encargado de las labores de mantenimiento que genere estos residuos será el responsable de retirarlos del sitio y darles el manejo y disposición de acuerdo con la normatividad correspondiente.

Los condensados generados en las estaciones de medición y de regulación se desalojarán a una fosa por gravedad. En el cuarto de control se emitirá una señal indicando que el tanque se encuentra lleno y su vaciado será en forma manual. El vaciado lo realizará una empresa acreditada para este tipo de trabajos, mediante una manguera conectada a una pipa y a través de una bomba de extracción mediante la cual se succionarán los líquidos de la fosa para su disposición final.

Los aceites gastados de los equipos rotativos, tales como los generadores de emergencia, se colectarán en un sistema cerrado de drenaje y serán dispuestos en un contenedor para su almacenamiento temporal, para posteriormente ser manejados como residuos peligrosos y ser trasladados a sitios de disposición autorizados. El retiro de los residuos lo realizará una empresa autorizada.

III.1.2.2 Programa de mantenimiento anual

Para el mantenimiento de las instalaciones del proyecto, se cuenta con un programa anual, el cual se presenta más adelante.

III.1.2.3. Programa de simulacros

Como parte de la capacitación del personal, se cuenta con un Programa de simulacros de emergencias, el cual contempla los siguientes escenarios:

- Derrame
- Incendio/explosión
- Incendio con atención a lesionado

Mas adelante, se presenta el Programa de simulacros

Sub-Ramal de Interconexión de 4 Km en Puerto Libertad MPL TRANSPORTATION HOLDINGS, S. DE R.L. DE C.V.	PROGRAMA DE MANTENIMIENTO ANUAL MPL-PROG-002											
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
DESCRIPCION DE ACTIVIDADES												
1. Mantenimiento preventivo a válvulas de bola manuales de las estaciones de recepción y entrega												
2. Mantenimiento preventivo en válvulas de control automático de las estaciones de recepción y entrega												
3. Calibración y pruebas a dispositivos de relevo de presión												
4. Mantenimiento preventivo y calibración de transmisores de presión y temperatura e indicadores de presión.												
5. Mantenimiento preventivo a rectificadores y toma de lecturas de potencial y cama anódica del sistema de protección catódica.												
6. Verificación de aislamientos eléctricos												
7. Mantenimiento preventivo y toma de lectura del sistema de tierra												
8. Mantenimiento preventivo al sistema de celdas solares, tablero de suministro de energía eléctrica y alumbrado												
9. Mantenimiento preventivo a paneles de control de las válvulas de seccionamiento y alarmas de intrusión y detectores de movimiento												

Sub-Ramal de Interconexión de 4 Km en Puerto Libertad MPL TRANSPORTATION HOLDINGS, S. DE R.L. DE C.V.	PROGRAMA DE MANTENIMIENTO ANUAL MPL-PROG-002											
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
DESCRIPCION DE ACTIVIDADES												
10. Mantenimiento preventivo de analizadores de H ₂ O, H ₂ S, azufre total y cromatógrafo de gases												
11. Revisión y verificación de medidores ultrasónicos												
12. Inspección y pruebas a pilotos de válvulas reguladoras de presión PCV's												
13. Revisión y/o cambio de unidades filtrantes de gas en filtros separadores												
14. Mantenimiento preventivo a sensores de gas y fuego												
15. Mantenimiento preventivo en tapa de la trampa de recibo/envío de diablos.												
16. Mantenimiento preventivo en barda perimetral, puertas de acceso a estaciones y señalamientos preventivos y restrictivos de seguridad												
17. Mantenimiento preventivo en recubrimiento anticorrosivo en instalaciones a la intemperie												
18. Medición ultrasónica de espesores de tuberías en diferentes puntos del ducto												
19. Mantenimiento preventivo en antena parabólica para el sistema de transmisión remota												

Sub-Ramal de Interconexión de 4 Km en Puerto Libertad MPL TRANSPORTATION HOLDINGS, S. DE R.L. DE C.V.	PROGRAMA DE MANTENIMIENTO ANUAL MPL-PROG-002											
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
DESCRIPCION DE ACTIVIDADES												
20. Mantenimiento anual a equipo de medición en punto de interconexión												
21. Mantenimiento preventivo postes y lámparas de alumbrado exterior												
22. Mantenimiento preventivo anual al sistema de alimentación interrumpible (UPS) verificación de conexiones y arneses, tarjeterías, capacitores												
23. Mantenimiento preventivo mensual al sistema de alimentación interrumpible (UPS) limpieza exterior y con aire comprimido del interior de la UPS												
24. Mantenimiento preventivo a tablero de alumbrado y fuerza del cuarto de control												
25. Mantenimiento preventivo a generador de emergencia												
26. Inspección preventiva de riesgos en instalaciones: estaciones, patrullaje de la franja de seguridad												
27. Mantenimiento a señalamientos de identificación de localización gasoducto												
28. Monitoreo de fugas y explosividad en trayectoria y en												

Sub-Ramal de Interconexión de 4 Km en Puerto Libertad MPL TRANSPORTATION HOLDINGS, S. DE R.L. DE C.V.	PROGRAMA DE MANTENIMIENTO ANUAL MPL-PROG-002											
DESCRIPCION DE ACTIVIDADES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
instalaciones superficiales del sistema de transporte												

Sub-Ramal de Interconexión de 4 Km en Puerto Libertad MPL TRANSPORTATION HOLDINGS, S. DE R.L. DE C.V.	PROGRAMA DE SIMULACROS DE EMERGENCIA											
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1. Derrame												
2. Incendio/explosión												
3. Incendio con atención a lesionado												

IV. RESUMEN

IV.1 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL

De acuerdo con los radios potenciales de afectación obtenidos; en todos los escenarios de incendio, los radios de alto riesgo rebasan totalmente los límites de las estaciones EM-001 y EMRYC-001/002. En estos mismos casos, los radios de alto riesgo incluyen parte del camino de terracería que se encuentra al sur de la estación EM-001, parte de la carretera estatal 36 norte (carretera costera) al norte de la estación EMRYC-001/002 y parte de la pista de aterrizaje que se localiza al noroeste de la estación EM-001. En los casos de explosión, en la mayoría de los escenarios se rebasan ligeramente los límites de las estaciones EM-001 y EMRYC-001/002. Es importante señalar que, en las colindancias del proyecto no se desarrolla ninguna actividad por lo que no existen instalaciones con las que se pudiera presentar alguna interacción de riesgo y tampoco existen asentamientos humanos.

Los radios de afectación obtenidos en el presente Estudio de Riesgo, serán tomados en cuenta en las siguientes etapas de desarrollo de la ingeniería del proyecto. También vale aclarar que, estos riesgos no consideran la existencia de protecciones ni medidas de seguridad por lo que dichos resultados representan las peores condiciones posibles. En la práctica, las medidas de seguridad tanto de diseño como de operación y los planes, programas y procedimientos con que contará la instalación, hacen que dichos escenarios sean muy poco probables y que sus posibles consecuencias se reduzcan considerablemente.

Por otra parte, el proyecto contará con medidas preventivas y sistemas de seguridad para el control específico de los escenarios de riesgo identificados. Estas medidas y sistemas, incluyen un sistema contra incendios, paro de emergencia. Además, para prevenir y controlar los efectos por sobrepresión el proyecto se ubica lejos de cualquier población, centros de reunión y de cualquier instalación con riesgo de desencadenar una interacción peligrosa.

En relación a su localización, el proyecto se considera compatible con el sitio donde se pretende ubicar ya que no existe infraestructura que pudiera verse afectada, aún en caso de emergencia.

En cuanto a los posibles efectos sobre el sistema ambiental; estos solo se darían sobre la vegetación y la fauna que rodea el sitio del Proyecto.

Aún y cuando el proyecto considera sistemas y medidas de seguridad adecuados para el tipo de riesgos que se pueden presentar; con base en los resultados obtenidos a través de la identificación y jerarquización de riesgos y con el fin de reducir los riesgos identificados y/o mitigar sus efectos, se establecieron 16 recomendaciones técnico-operativas.

Con base en lo anterior y bajo las condiciones actuales, los riesgos identificados y evaluados se consideran aceptables siempre y cuando se sigan las recomendaciones descritas en el presente estudio, las que pudiera establecer la ASEA como resultado de la evaluación del mismo; así como las establecidas en la legislación aplicable en materia de seguridad e higiene.

IV.2 RESUMEN DE LA SITUACIÓN GENERAL QUE PRESENTA EL PROYECTO EN MATERIA DE RIESGO AMBIENTAL

El proyecto será construido para el transporte de gas natural desde el Ramal Puerto Libertad del Gasoducto Sásabe-Guaymas, operado por la empresa Gasoducto de Aguaprieta, S. de R.L. de C.V.; hasta las futuras instalaciones de la Terminal GNL de Sonora y Planta de Metanol, que se ubicarán en la localidad de Puerto Libertad del municipio de Pitiquito, en el Estado de Sonora, a 240 km aproximadamente de la Ciudad de Hermosillo.

El gasoducto está diseñado para transportar un flujo normal de operación de 440 MMPCSD y un flujo máximo de 1,250 MMPCSD, con una longitud de 4 km y un diámetro de 36”.

Para la identificación de riesgos en este proyecto, se seleccionó la metodología “What if”, y para su jerarquización se utilizó la matriz de riesgos adoptada por PEMEX, establecida en el documento 800-16400-DCO-GT-75. Guías Técnicas para Realizar Análisis de Riesgos de Proceso.

Como resultado de la identificación y jerarquización de riesgos, se identificaron 8 escenarios, los cuales fueron simulados mediante el software Phast; para calcular los posibles radios de afectación.

De acuerdo con los resultados obtenidos, los escenarios con mayores radios de afectación de alto riesgo, son la fuga en el Sub-Ramal de interconexión (492.64 m.) y la fuga en la trampa de diablos L-001 (313.96 m).

IV.3 INFORME TÉCNICO

A continuación, se presenta el Informe Técnico.

INFORME TECNICO

Sustancias involucradas

Nombre Químico de la Sustancia (IUPAC)	Num. CAS	Densidad (g/cm ³)	Flujo (MMPCSD)	Longitud de la tubería (km)	Diámetro de la tubería (pulg)	Presión de operación (psi)	Espesor (mm)	Descripción de la Trayectoria
Gas natural	8006-14-2	0.554	440	4	36	1,440	N.A.	

Antecedentes de accidentes e incidentes

Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancia involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Acciones realizadas para su atención
2000	Carlsbad, Nuevo México	Gasoducto	gas natural	Incendio/explosión	severa corrosión interna	Murieron 12 miembros de una familia.	
2001	Pensacola, Florida	Gasoducto	gas natural	Incendio/explosión		Al menos diez personas resultaron heridas. Unos 25 automóviles de un concesionario y 10 barcos en un negocio vecino fueron dañados o destruidos	
2002	Poca River Road, Virginia	Gasoducto	gas natural	Incendio/explosión		Cuatro familias evacuadas.	
2003	Wilmington, Delaware	Gasoducto	gas natural	Incendio/explosión	daño por excavación	Destruyó dos viviendas y daño otras dos que tuvieron que ser	

Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancia involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Acciones realizadas para su atención
						demolidas. Otras residencias cercanas sufrieron algunos daños, y los residentes de la manzana fueron evacuados de sus hogares por una semana. Tres empleados del contratista sufrieron heridas graves. Once personas resultaron con heridas leves	
2004	DuBois, Pennsylvania	Gasoducto	gas natural	Incendio/explosión	Fractura de una junta defectuosa.	Murieron dos residentes	
2005	Marshall, Texas	Gasoducto	gas natural	Incendio/explosión	Grietas por estrés de corrosión.	Dos personas resultaron heridas	
2006	Clark, Kentucky	Gasoducto	gas natural	Incendio/explosión	corrosión externa	no hubo lesionados	
2008	Appomattox, Virginia	Gasoducto	gas natural	Incendio/explosión	corrosión externa	2 casas fueron destruidas por el fuego	
2009	Rockville, Indiana	Gasoducto	gas natural	Incendio/explosión	corrosión externa	49 viviendas fueron evacuadas. No hubo heridos	
2010	Johnson, Texas	Gasoducto	gas natural	Incendio/explosión	No se indicaba el gasoducto en los planos.	Un trabajador murió y seis resultaron heridos	
2011	Fairport Harbor, Ohio	Gasoducto	gas natural	Incendio/explosión	Los reguladores de presión fallaron.	Incendios en varias casas y en un apartamento. 7 casas fueron destruidas	

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales

Num. de Falla	Num. de Evento	Falla	Accidente Hipotético					Metodología Empleada para la Identificación de Riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o equipo		
1	1.1	Empaque	✓		✓	✓	filtro FS-001-A/B/C	What If	Flora, Fauna
	1.2	Empaque	✓		✓	✓	filtro FS-001-A/B/C	What If	Flora, Fauna
2	2.1	Empaque	✓		✓	✓	estación EM-001	What If	Flora, Fauna
	2.2	Empaque	✓		✓	✓	estación EM-001	What If	Flora, Fauna
3	3.1	Empaque	✓		✓	✓	trampa de diablos L-001	What If	Flora, Fauna
	3.2	Empaque	✓		✓	✓	trampa de diablos L-001	What If	Flora, Fauna
4	4.1	Ruptura	✓		✓	✓	Sub-Ramal de interconexión	What If	Flora, Fauna
	4.2	Ruptura	✓		✓	✓	Sub-Ramal de interconexión	What If	Flora, Fauna
5	5.1	Empaque	✓		✓	✓	trampa de diablos R-001	What If	Flora, Fauna
	5.2	Empaque	✓		✓	✓	trampa de diablos R-001	What If	Flora, Fauna
6	6.1	Empaque	✓		✓	✓	filtro FS-002-A/B	What If	Flora, Fauna
	6.2	Empaque	✓		✓	✓	filtro FS-002-A/B	What If	
7	7.1	Empaque	✓		✓	✓	estación EMRYC-001	What If	Flora, Fauna
	7.2	Empaque	✓		✓	✓	estación EMRYC-001	What If	Flora, Fauna
8	8.1	Empaque	✓		✓	✓	estación EMRYC-002	What If	Flora, Fauna
	8.2	Empaque	✓		✓	✓	estación EMRYC-002	What If	Flora, Fauna

Estimación de consecuencias

Num. de Falla	Num. de Evento	Tipo de Liberación		Cantidad Hipotética Liberada		Estado Físico	Efectos potenciales					Programa de Simulación Empleado	Zona de Alto de Riesgo	
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		C	G	S	R	N		Distancia (m)	Tiempo (seg.)
1	1.1		✓	0.466632	Kg.	gas				✓		Phast	158.93	1800
	1.2	✓		3.86359	Kg.	gas				✓		Phast	701.74	1800
2	2.1		✓	0.332124	Kg.	gas				✓		Phast	115.12	1800
	2.2	✓		2.02395	Kg.	gas				✓		Phast	504.51	1800
3	3.1		✓	1.00875	Kg.	gas				✓		Phast	313.96	1800
	3.2	✓		15.3344	Kg.	gas				✓		Phast	1,374.13	1800
4	4.1		✓	401.938	Kg.	gas				✓		Phast	492.64	1800
	4.2	✓		617.896	Kg.	gas				✓		Phast	597.21	1800
5	5.1		✓	1.00303	Kg.	gas				✓		Phast	312.65	1800
	5.2	✓		15.175	Kg.	gas				✓		Phast	1,368.61	1800
6	6.1		✓	0.463235	Kg.	gas				✓		Phast	158.28	1800
	6.2	✓		3.84329	Kg.	gas				✓		Phast	698.82	1800
7	7.1		✓	0.249767	Kg.	liquido				✓		Phast	84.07	1800
	7.2	✓		1.22496	Kg.	liquido				✓		Phast	366.04	1800
8	8.1		✓	0.213326	Kg.	liquido				✓		Phast	68.24	1800
	8.2	✓		0.945551	Kg.	liquido				✓		Phast	297.60	1800

EFECTOS POTENCIALES

(C) Catastrófico: Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con un nivel de peligro (por ejemplo, gases tóxicos o inflamables, radiación térmica o explosión causada por sobrepresión) que puede causar efectos ecológicos adversos irreversibles o grave desequilibrio al ecosistema. Un efecto ecológico adverso irreversible es aquel que no puede ser asimilado por los procesos naturales, o solo después de muy largo tiempo, causando pérdida o disminución de un componente ambiental sensible (por ejemplo, especies de la NOM-059-SEMARNAT-2010, tipos de vegetación amenazada, entre otros).

(G) Grave: Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos temporales. Un efecto ecológico adverso temporal es aquel que permanece un tiempo determinado, y disminuye la calidad o funcionalidad de un componente ambiental, siendo factible de atenuar con acciones de restauración o compensación.

(S) Significativo: Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos recuperables. Un efecto ecológico adverso recuperable es aquel que puede eliminarse o remplazarse por la acción natural o humana, no afectando la dinámica natural del ecosistema o del componente ambiental.

(R) Reparable: Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos reversibles. Un efecto ecológico adverso reversible es aquel que puede ser asimilado por los procesos naturales a corto plazo.

(N) Ninguno: Este evento no alcanza áreas externas a los terrenos de la instalación.

Crterios utilizados

Num. de Falla	Num. de Evento	Toxicidad				Explosividad		Radiación Térmica		Otros Criterios	
		IDHL	TVL	Velocidad del viento (m/seg.)	Estabilidad Atmosférica	0.035 kg/cm ²	0.07 kg/cm ²	1.4 kW/m ²	5.0 kW/m ²		
1	1.1			3.49	B	✓	✓	✓	✓		
	1.2			3.49	B	✓	✓	✓	✓		
2	2.1			3.49	B	✓	✓	✓	✓		
	2.2			3.49	B	✓	✓	✓	✓		
3	3.1			3.49	B	✓	✓	✓	✓		
	3.2			3.49	B	✓	✓	✓	✓		
4	4.1			3.49	B	✓	✓	✓	✓		
	4.2			3.49	B	✓	✓	✓	✓		
5	5.1			3.49	B	✓	✓	✓	✓		
	5.2			3.49	B	✓	✓	✓	✓		
6	6.1			3.49	B	✓	✓	✓	✓		
	6.2			3.49	B	✓	✓	✓	✓		
7	7.1			3.49	B	✓	✓	✓	✓		
	7.2			3.49	B	✓	✓	✓	✓		
8	8.1			3.49	B	✓	✓	✓	✓		
	8.2			3.49	B	✓	✓	✓	✓		

V. IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS Y ELEMENTOS TÉCNICOS QUE SUSTENTAN LA INFORMACIÓN SEÑALADA EN EL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL

V.1 FORMATOS DE PRESENTACIÓN

V.1.1 Planos de localización

En la figura 1., se muestra la localización del proyecto y en el **Anexo 1**. se presenta el plano correspondiente.