
TABLA DE CONTENIDO

1. OBJETIVO.	3
2. ALCANCE.	4
3. GENERALIDADES.	5
4. DEFINICIONES.	6
5. CONTENIDO DEL ANÁLISIS DE RIESGO PARA EL SECTOR HIDROCARBUROS.	11
5.1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.	11
5.1.1. Proyecto.	11
5.1.2. Transporte por Ductos.	12
5.1.3. De los pozos de exploración y extracción.	12
5.1.4. Transporte por medios distintos a ductos.	12
5.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.	12
5.2.1. Materias Primas.	25
5.2.2. Productos y subproductos.	26
5.3. DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO.	28
5.3.1. Proyecto.	28
5.3.2. Transporte por ductos.	28
5.3.3. Aspectos del medio natural.	28
5.3.3.1. Vegetación terrestre.	28
5.3.3.2. Fauna silvestre.	35
5.3.3.3. Suelos.	40
5.3.3.4. Geología y Geomorfología.	49
5.3.3.5. Hidrología.	62
5.3.3.6. Características climáticas.	75
5.4. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS.	84
5.4.1. Identificación de peligros y jerarquización de escenarios de riesgo.	84
5.4.1.1. Análisis preliminar de peligros.	84
5.4.1.2. Antecedentes de accidentes e incidentes de proyectos similares.	85
5.4.1.3. Identificación de peligros y de escenarios de riesgo.	90
5.4.1.4. Jerarquización de escenarios de riesgos.	106
5.4.2. Análisis cuantitativo de riesgo.	117
5.4.2.1. Análisis de frecuencias.	117
5.4.2.2. Análisis de consecuencias.	120
5.4.2.2.1. Eventos de Riesgo Modelados.	120



5.4.2.2.2. <i>Eventos de Incendio.</i>	123
5.4.2.2.3. <i>Eventos de Explosión.</i>	125
5.4.2.2.4. <i>Planteamiento de Escenarios y Modelos empleados.</i>	129
5.4.2.2.5. <i>Resultados de las Modelaciones.</i>	138
5.5. REPRESENTACIÓN EN PLANOS DE LOS RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE CONSECUENCIA (RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN)	179
5.6. ANÁLISIS DE VULNERABILIDAD E INTERACCIONES DE RIESGO.....	179
5.6.1. <i>Análisis de Vulnerabilidad.</i>	179
5.6.2. <i>Interacciones de riesgo.</i>	194
5.7. REPOSICIONAMIENTO DE ESCENARIOS DE RIESGO.	200
5.8. SISTEMAS DE SEGURIDAD Y MEDIDAS PARA ADMINISTRAR LOS ESCENARIOS DE RIESGO.	200
5.8.1. <i>Sistemas de seguridad.</i>	200
5.8.2. <i>Medidas preventivas.</i>	203
5.8.3. <i>Recomendaciones técnico – operativas.</i>	206
5.9. CONCLUSIONES.....	207
5.10. RESUMEN EJECUTIVO.	227
6. LISTADO DE ANEXOS.	252



1. OBJETIVO.

El presente Proyecto tiene por nombre: "**TERMINAL DE DESCARGA PUERTO MORELOS**", el cual contempla instalar una terminal de descarga de Gas Natural Comprimido (GNC), en el municipio de Puerto Morelos, Quintana Roo.

La Terminal de Descarga suministrará el gas natural a la planta, a través de transportes viales con Tanques Contenedores de GNC, los tanques son vaciados por medio de mangueras especiales que alimentan al equipo de descompresión.

Los objetivos específicos del presente Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos son los siguientes:

1. Realizar un análisis preliminar de los riesgos y peligros en el establecimiento, por el manejo de combustibles.
2. Identificar los riesgos potenciales relacionados con el manejo de los materiales combustibles, a los cuales el establecimiento puede ser susceptible.
3. Evaluar y jerarquizar los riesgos identificados.
4. Evaluar cuantitativamente los escenarios de riesgo detectados, a través de modelaciones utilizando el Software SCRI Modelos.
5. Identificar y evaluar los sistemas de seguridad y medidas para administrar los riesgos derivados de los escenarios de riesgo detectados.



2. ALCANCE.

El presente documento, se centra en la determinación de metodologías para la identificación de peligros, evaluación y análisis de riesgos, las cuales serán aplicadas empleando un proceso metodológico, sistemático y consistente que permite identificar los peligros de manera exhaustiva y evaluar los riesgos de los procesos, documentando la existencia de sistemas y dispositivos de seguridad y/o medidas de reducción de riesgos para eliminar, prevenir, controlar, minimizar o mitigar los escenarios de riesgo a un nivel de riesgo tolerable.



3. GENERALIDADES.

El Proyecto "**TERMINAL DE DESCARGA PUERTO MORELOS**", actualmente se encuentra en etapa de diseño.

DOMICILIO, TELÉFONO Y CORREO ELECTRÓNICO DEL REPRESENTANTE LEGAL, ART. 116 DEL PRIMER PÁRRAFO DE LA LGTAIP Y 113 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

La Terminal de Descarga suministrará el gas natural a la planta, a través de transportes viales con Tanques Contenedores de GNC, los tanques son vaciados por medio de mangueras especiales que alimentan al equipo de descompresión. El equipo de descompresión reduce la presión del gas por medio de válvulas reguladoras de 4 a 7 Bar (58.01 - 101.53 Psig).

El volumen de gas consumido o suministrado Puerto Morelos se deberá medir a través de la turbina instalada en la salida del PRS.

El gas será enviado al área de proceso para su utilización a través de ductos de polietileno, llegando hasta los usuarios finales.

4. DEFINICIONES.

Para efectos de la aplicación e interpretación del presente Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos, se estará refiriendo a los conceptos y definiciones, en singular o plural, previstas en la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, el Reglamento Interior de la Agencia, la Ley de Hidrocarburos, su Reglamento, el Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, su Reglamento en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental, así como las Normas Oficiales Mexicanas y Disposiciones administrativas de carácter general emitidas por la Agencia que le sean aplicables y a los siguientes conceptos y definiciones:

- 1) Amenaza: Es el acto que por sí mismo o encadenado a otros, puede generar un daño o afectación al bienestar o salvaguarda al personal, población, medio ambiente, Instalación, producción, otro;
- 2) Análisis de Riesgo de Proceso (ARP): Aplicación sistemática de una o más metodologías específicas para identificar Peligros y evaluar Riesgos de un proceso o sistema, con el fin de determinar metodológicamente los Escenarios de Riesgo y verificar la existencia de dispositivos, Sistemas de Seguridad, salvaguardas y barreras suficientes ante las posibles Amenazas que propiciarían la materialización de algún escenario de Riesgo identificado;
- 3) Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH): Documento que integra la identificación de peligros, evaluación y Análisis de Riesgos de Procesos, con el fin de determinar metodológica, sistemática y consistentemente los Escenarios de Riesgo generados por un Proyecto y/o Instalación, así como la existencia de dispositivos, Sistemas de Seguridad, salvaguardas y barreras apropiadas y suficientes para reducir la probabilidad y/o consecuencias de los escenarios de Riesgo identificados; incluye el análisis de las interacciones de Riesgo y vulnerabilidades hacia el personal,

población, medio ambiente, instalaciones y producción, así como las recomendaciones o medidas de prevención, control, mitigación y/o compensación para la reducción de Riesgos a un nivel Tolerable.

- 4) **Análisis Preliminar de Peligros:** Es el resultado de realizar un primer intento para identificar en forma general los posibles Riesgos que pueden originar los Peligros en un Diseño o Instalaciones en operación, para ubicar la situación actual que se tiene respecto de la Administración de los Riesgos;
- 5) **BLEVE:** ("Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion" por sus siglas en inglés). Explosión de vapores en expansión de líquido en ebullición;
- 6) **Capa de Protección:** Cualquier Mecanismo independiente que reduzca el Riesgo mediante el control, la prevención o la mitigación;
- 7) **Efecto Dominó:** También conocido como encadenamiento de eventos, evento asociado a un incendio o explosión en una Instalación, que multiplica sus consecuencias por efecto de la sobrepresión, proyectiles o la radiación térmica que se generan sobre elementos próximos y vulnerables, tales como otros recipientes, tuberías o equipos de la misma Instalación o Instalaciones próximas, de tal forma que puedan ocurrir nuevas fugas, derrames, incendios o explosiones que a su vez, pueden nuevamente provocar efectos similares;
- 8) **Escenario de Riesgo:** Determinación de un evento hipotético derivado de la aplicación de la metodología de identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos, en el cual se considera la probabilidad de ocurrencia y severidad de las consecuencias y, posteriormente, determinar las zonas potencialmente afectadas mediante la aplicación de modelos matemáticos para la Simulación de consecuencias;
- 9) **Exposición:** Contacto de las personas, población o elementos que constituyen el medio ambiente con Sustancias Peligrosas o contaminantes químicos, biológicos o físicos o la posibilidad de una situación Peligrosa derivado de la materialización de un Escenario de Riesgo;

- 10) Función Instrumentada de Seguridad (FIS): Una combinación de sensores, controlador lógico y elemento final de control con un determinado Nivel de Integridad de Seguridad (SIL) que detecta una condición fuera de límite (anormal) y lleva al proceso a un estado seguro funcionalmente sin intervención humana, o iniciado por un operador entrenado en respuesta a una alarma;
- 11) IDLH ("Immediately Dangerous to Life or Health", por sus siglas en inglés). Inmediatamente Peligroso para la vida o la salud: Concentración máxima de una Sustancia Peligrosa, expresada en partes por millón (ppm) o en miligramos sobre metro cúbico (mg/m³), que se podría liberar al ambiente en un plazo de treinta minutos sin experimentar síntomas graves ni efectos irreversibles para la salud;
- 12) Nivel de Integridad de Seguridad (SIL, Safety Integrity Level, por sus siglas en inglés); Es el nivel discreto (uno de cuatro) para especificar los requisitos de integridad de las funciones instrumentadas de seguridad que se asignarán a los sistemas instrumentados de seguridad;
- 13) Riesgo Inherente: Es propio del trabajo o proceso, que no puede ser eliminado del sistema, es decir, en todo trabajo o proceso se encontrarán Riesgos para las personas o para la ejecución de la actividad en sí misma. Es el Riesgo intrínseco de cada actividad, sin tener en cuenta los controles y medidas de reducción de Riesgos;
- 14) Riesgo Residual: Es el Riesgo remanente después del tratamiento de Riesgo, es decir, una vez que se han implementado controles y medidas de reducción de Riesgos para mitigar el Riesgo inherente; el Riesgo residual puede contener Riesgos no identificados, también puede ser conocido como Riesgo retenido;
- 15) Riesgo Tolerable: Es el Riesgo que se acepta en un contexto dado basado en los valores actuales de la sociedad;

- 16) Seguridad Funcional: parte de la seguridad relacionada con el proceso y cada uno de los sistemas básicos del control de proceso y su funcionamiento correcto de los sistemas instrumentados de seguridad y otras Capas de Protección;
- 17) Sistemas de Seguridad: Conjunto de equipos y componentes que se interrelacionan y responden a las alteraciones del desarrollo normal de los procesos o actividades en la Instalación o centro de trabajo y previenen situaciones que normalmente dan origen a Accidentes o emergencias;
- 18) Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS): Es un sistema instrumentado para implementar una o más funciones instrumentadas de cualquier combinación de sensores, controlador lógico y elementos finales de control;
- 19) Simulación. Representación de un escenario de Riesgo o fenómeno mediante la utilización de sistemas o herramientas de cómputo, modelos físicos o matemáticos u otros medios, que permite estimar las consecuencias de dichos escenarios a partir de las propiedades físicas y químicas de las sustancias o componentes de las mezclas de interés, en presencia de determinadas condiciones y variables atmosféricas;
- 20) Sustancia Explosiva: La que en forma espontánea o por acción de alguna forma de energía genera una gran cantidad de calor y ondas de sobrepresión en forma casi instantánea;
- 21) Sustancia Inflamable: Aquella capaz de formar una mezcla con el aire en concentraciones tales para prenderse espontáneamente o por la acción de una fuente de ignición;
- 22) Sustancia Peligrosa: Cualquier sustancia que, al ser emitida, puesta en ignición o cuando su energía es liberada (fuego, explosión, fuga tóxica) puede causar daños al ambiente, a las personas y a las Instalaciones debido a sus características de toxicidad, inflamabilidad, explosividad, corrosión, inestabilidad térmica, calor latente o compresión;

- 23) Sustancia Tóxica: Aquella que puede producir alteraciones en organismos vivos, lesiones, enfermedades, al material genético o muerte;
- 24) TLV (15 min, STEL): ("Thresold Limit Value-Short Term Exposure Limit", por sus siglas en inglés) Valor umbral límite-Límite de Exposición a corto plazo). Exposición para un periodo de 15 minutos, que no puede repetirse más de 4 veces al día con al menos 60 minutos entre periodos de Exposición;
- 25) TLV (8 h. TWA): ("Thresold Limit Value-Time Weighted Average", por sus siglas en inglés). Valor umbral límite-Promedio ponderada en el tiempo. Concentración ponderada para una jornada normal de trabajo de ocho horas y una semana laboral de cuarenta horas, a la que pueden estar expuestos casi todos los trabajadores repetidamente día tras día, sin que se evidencien efectos adversos;
- 26) Vulnerabilidad: Es la mayor o menor facilidad de la ocurrencia de una Amenaza en virtud de las condiciones que imperan; puede decirse que son los puntos o momentos de debilidad que se tienen y pueden favorecer la ocurrencia de un acto negativo o el aumento de las consecuencias de este;
- 27) Zona de Amortiguamiento para el Análisis de Riesgo: Área donde pueden permitirse determinadas actividades productivas que sean compatibles, con la finalidad de salvaguardar a la población y al ambiente, y
- 28) Zona de Alto Riesgo para el Análisis de Riesgo: Área de restricción total en la que no se deben permitir actividades distintas a las del Sector Hidrocarburos e industriales.



5. CONTENIDO DEL ANÁLISIS DE RIESGO PARA EL SECTOR HIDROCARBUROS.

5.1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.

5.1.1. Proyecto.

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

En

la Tabla 5.1 se presentan las coordenadas geográficas UTM (Datum: WGS84, Región: 16Q), de los vértices del predio:

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

La terminal de descarga se localizará sobre un predio con superficie total de 3,123.98 m², en la siguiente Tabla 5.2 se presenta el cuadro de áreas de la terminal:

Tabla 5.2. Cuadro de áreas de la terminal de descarga.

Áreas construidas		Total (m ²)
A-1	Área de equipos	39.00
A-2	Área de circulación peatonal	381.15
A-3	Área de descarga	420.00
A-4	Área de servicios	38.33
A-5	Área de estación de medición	7.02
ÁREA TOTAL DE LA TERMINAL DE DESCARGA		885.50
ÁREA DE CIRCULACIÓN		2,238.49
ÁREA TOTAL REQUERIDA PARA EL PROYECTO		3,123.98

En el **Anexo 3** se incluye el plano del arreglo general de la terminal de descarga.

5.1.2. Transporte por Ductos.

No aplica.

5.1.3. De los pozos de exploración y extracción.

No aplica.

5.1.4. Transporte por medios distintos a ductos.

No aplica.

5.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.

El alcance del proyecto consiste en la instalación de una Terminal de Descarga la cual contará con dos (2) sistemas de reducción de presión (PRM), (1 en operación + 1 en stand by) que cuentan cada uno con un equipo de calentamiento que eleva la temperatura del gas natural por medio de circulación de agua-glycol caliente en la trayectoria de la tubería de descarga a través de un serpentín para controlar la temperatura del gas Descomprimido.

La terminal de descarga consistirá en las siguientes áreas, sistemas y equipos:

Áreas:

- Área de Panel de Descarga.
- Área de Descompresión
- Área de Servicios Propios (Área de Tableros).
- Área de Patio de Maniobras.

Sistemas:

- Sistema de Tubería de Gas Natural en Alta Presión.
- Sistema de Tubería de Gas Natural en Baja Presión.
- Sistema Reductor de Presión (PRM).
- Sistema de Calentamiento (HCM)
- Sistema de Administración de Gas.
- Sistema de Alumbrado y Contactos.
- Sistema de Distribución de Fuerza Eléctrica.
- Sistema de Tierra Física.
- Sistema de Pararrayos.
- Sistema de Voz y Datos.
- Sistema de Monitoreo, Seguridad y Alarmas.
- Sistema de Drenajes de Aguas Negras y Pluviales.
- Sistema de Agua Potable.

Equipos:

- Panel de Descarga
- PRM Sistema Modular de Reducción de Presión y Alto Flujo (High Flow Pressure Reduction System).
- HCM Modulo de Control de Calentamiento (Heating Control Module).

- Tablero de Distribución de Alumbrado y Contactos.

PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

El Panel de descarga, es un conjunto de elementos el cual se encarga de realizar la descarga que va desde los tanques de los módulos a línea de entrada de la PRM. Para que el GNC logre llegar a la PRM tiene que seguir la secuencia descrita a continuación:

- El módulo con GNC es conectado al panel de descarga través de mangueras especiales. Las cuales son conectadas desde el manifold de los módulos por medio de conectores rápidos hembra/macho y llegan hasta el manifold del panel de descarga.
- Por medio de este panel fluye el gas natural comprimido desde el contenedor hasta la entrada de la PRM (Modulo Reductor de Presión) y así iniciar el proceso de descompresión. Adicionalmente permite la conexión de 2 contenedores de forma simultánea, lo que permite realizar, de forma manual, el cambio de contenedores sin necesidad de detener el proceso.

DESCRIPCIÓN FUNCIONAL

El gas es entregado por medio de transportes viales con Tanques Contenedores de GNC, los cuales fueron llenados con GNC en la Terminal de Carga, la cual puede abastecer a una o varias terminales de descarga, estas pueden estar localizadas en diferentes lugares y distancias. Estos contenedores contienen tanques que pueden ser de diferentes capacidades conectados en paralelo, los cuales cada tanque cuenta con su válvula de aislamiento y válvula de seguridad. Estos tanques están unidos con una tubería común que en una toma de llenado por donde también se hace el vaciado de los mismos. Todos los tanques están confinados dentro de un rack de tal forma que permita su revisión y que evite la fricción o golpeteo entre ellos mismos.

Los tanques son vaciados a través del panel de descarga en la terminal, a través de una tubería el gas es enviado a alta presión de aproximadamente 250 Bar (3,625.94 Psig), a la estación de despresurización. En la PRM a través de válvulas reguladoras se reduce la presión de 4 a 7 Bar (58.01 - 101.53 Psig), permitiendo a la vez que el flujo no sea afectado.

Como la diferencia de presión es muy significativa, el gas puede alcanzar una temperatura de congelamiento en la descarga de la unidad de descompresión, requiriendo un equipo de calentamiento que eleve la temperatura del gas por medio de circulación de agua caliente en la trayectoria de la tubería de descarga a través de un serpentín. El equipo utilizado para este propósito se llama Modulo de Control de Calentamiento (HCM) Que es simplemente un boiler que calienta un circuito de agua y por transferencia de calor, evita el congelamiento de los componentes y tuberías del equipo de despresurización o PRM.

Con la temperatura del gas ya controlada, el gas es enviado al área de proceso para su utilización a través de ductos de polietileno, llegando hasta los usuarios finales, realizando por única vez los ajustes necesarios en reguladores y espreas de los quemadores.

El volumen de gas consumido o suministrado a cada terminal de descarga se deberá medir a través del medidor tipo turbina instalado en la salida de la PRM.

En la siguiente figura se presenta el diagrama de flujo de la terminal de descarga.

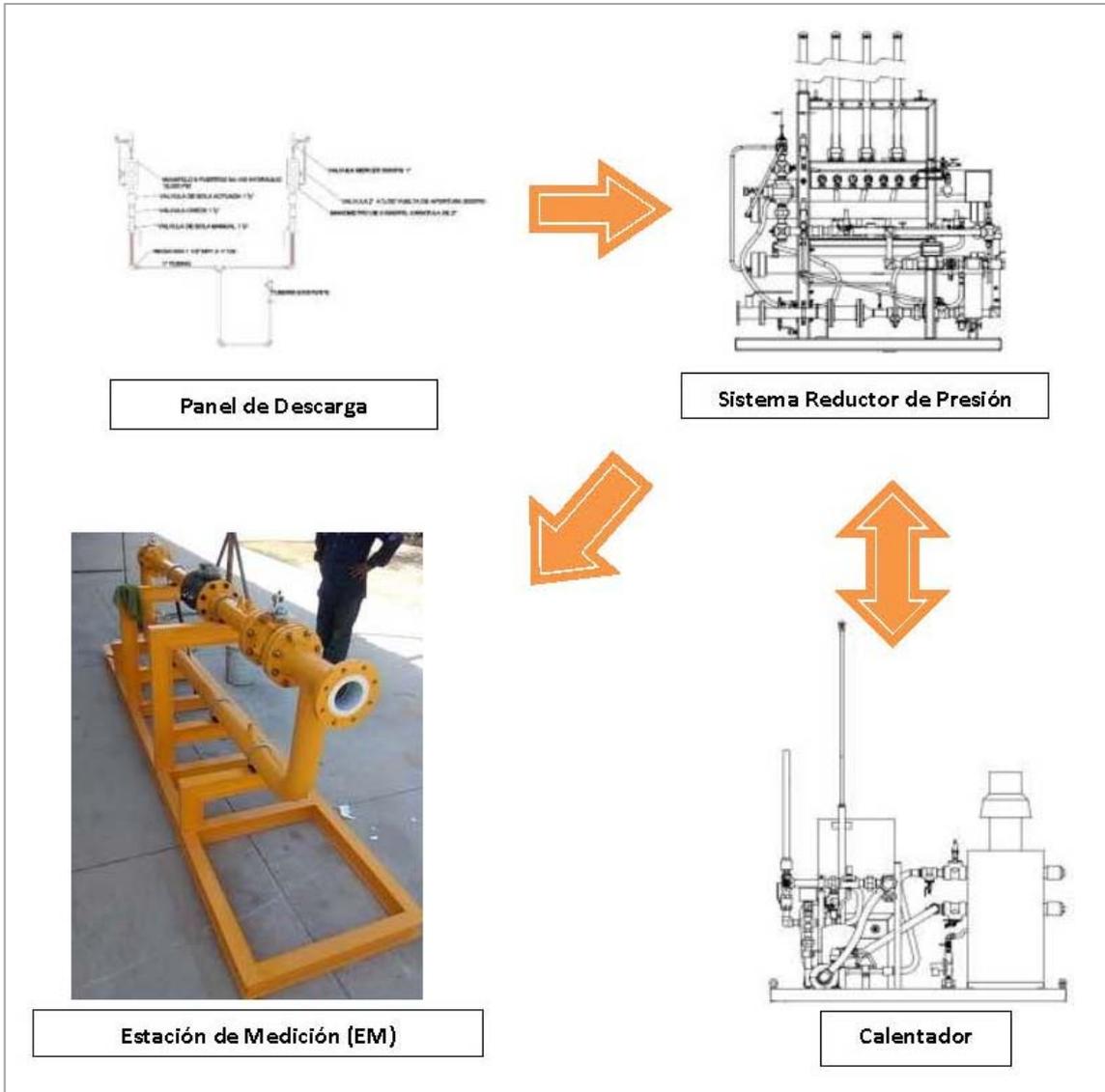


Figura 5.1. Diagrama de flujo de la terminal de descarga.

En el **Anexo 3** se incluye el diagrama de flujo general de la terminal.

CRITERIOS DE DISEÑO

Criterios de diseño de equipos.

Todos los equipos se diseñarán para una vida mínima de 20 años.

Límites y Conexiones.

Los límites de batería deben estar de acuerdo con los P & ID del proyecto, los planos de disposición general, el alcance del suministro y la ubicación proporcionada por Puerto Morelos y la ubicación acordada de los puntos de conexión. Puerto Morelos proporcionará los puntos de conexión mecánicos, eléctricos y de control antes del inicio del diseño.

Selección de Materiales.

Los materiales para los principales sistemas de tuberías y válvulas de gas de proceso cumplirán con los requisitos de ASME B31.8.

Los ductos de gas en baja presión que se utilizará en el tendido de la línea de la interconexión de los Equipos de Descompresión y la Estación de Medición de gas natural son en Acero al carbón, Cedula 40, API 5L GRADO B, la cual es fabricada bajo las Normas Oficiales Mexicanas NOM-B-10-1986 y NOM-B-177-1990, con costura laminada en caliente, superficie barnizada, con extremos biselados de 3" de diámetro en la descarga de los equipos y una tubería de 6" de diámetro como cabezal principal.

Códigos, normas, especificaciones y reglamentos.

Los códigos, estándares y especificaciones a los que se hace referencia regirán el diseño, la construcción, la instalación, las pruebas y la operación de la Terminal de Descarga.

SISTEMA DE PROCESO

Los siguientes son los criterios de diseño de procesos utilizados como base para el diseño del equipo, como se indica en las siguientes tablas:

Tabla 5.3. Composición de la alimentación de gas.

Componente	%Mol
Metano	95.3599
Etano	3.23
Propano	0.24
I-Butano	0.04
N-Butano	0.04
I-Pentano	0.01
N-Pentano	0.01
Nitrógeno	0.12
Dióxido de carbono	0.95

Tabla 5.4. Propiedades operativas.

Parámetro	Datos de diseño
Temperatura de Alimentación (°C)	20
Temperatura de Salida (°C)	25
Presión de Entrada (Bar)	250
Presión de Salida (Bar)	21
Flujo (Sm ³ /h) (Mín-Máx)	(1800 – 2000)

INGENIERIA DE INSTRUMENTACION Y CONTROL.

Todos los equipos serán nuevos e incorporarán los últimos avances de la técnica en su campo, convenientemente probados en utilizaciones similares (no se admiten prototipos).



El suministro incluirá todos los elementos especiales para su manipulación, montaje, desmontaje y funcionamiento.

El Proveedor dispondrá de servicios de asistencia técnica y mantenimiento adecuados.

El alcance del suministro se compone de todos los dispositivos y equipos que integran el sistema de instrumentación y control, incluyendo todos sus accesorios, especificados en las hojas de datos y en los requerimientos técnicos.

Panel de control de Equipo de Descompresión.

El equipo de Descompresión se enviará con su propio PLC (Dispositivo Lógico Programable), El PLC se encarga de iniciar y parar el PRM, continuamente monitoreando las condiciones, estado y alarmas asociadas. Todos los sensores, interruptores, motores y válvulas solenoides utilizadas para la operación del PRM son cableados usando la clasificación de área adecuada en cada caso.

Las unidades PRM tienen un sistema de parada de emergencia (ESD Emergency shut down) que incorpora pulsadores tipo "hongo" ubicados en sitios claves. El sistema apagará automáticamente de forma segura y aislando el PRM de la entrada de gas.

INGENIERIA DE SEGURIDAD Y CONTRAINCENDIO.

El sistema de seguridad de la Terminal de descarga está basado en el National Fire Protection Association, el cual es una norma sobre protección de ayuda primaria en caso de incendio, dicha norma fue preparada por el Comité Técnico en Extintores Portátiles de Incendios e implementada por la NFPA en la Reunión Técnica de la Asociación, realizada del 4 al 8 Junio de 2006, en Orlando, Florida.

La NFPA 10, Norma para Extintores Portátiles Contra Incendios sirve como guía para la selección, compra, instalación, aprobación, listado, diseño y mantenimiento de equipos portátiles de extinción de incendios.

Nada en esta norma debe interpretarse como restrictiva de nuevas tecnologías o disposiciones alternativas, siempre y cuando no se reduzca el grado de protección aquí descrito y sea aceptable para la autoridad competente.

En la Terminal de Descarga, se considera que pueden presentarse tres clases de fuego diferentes, Clase A, por sólidos combustibles, Clase B, por líquidos y gases combustibles, y Clase C, por aparatos eléctricos o componentes energizados.

En el Capítulo 5, Selección de Extintores Portátiles, apartado 5.4, la norma hace referencia a la clasificación de riesgo de incendio. Según las propiedades de la Terminal de Descarga Puerto Morelos, la clasificación que se considera para la instalación corresponde a Riesgo Ordinario (Moderado), el cual considera que dentro de las ocupaciones (instalaciones) solo contienen ocasionalmente materiales combustibles Clase A más allá del mobiliario normal esperado y/o la cantidad total de inflamables Clase B esperados típicamente es de 1 a 5 galones (3.8 L 18.9 L) en cualquier cuarto o área.

Debido al tipo de actividad que se desarrollará en la terminal, se manejarán tantos líquidos Inflamables Presurizados y Gases Presurizados, en el numeral 5.5.1.1 la norma sugiere usar extintores de químicos secos de gran capacidad de 10 lb. (4.54 kg) o mayor y una tasa de descarga de 1lb/s (0.45 kg/s) o más para proteger en caso de incendios provocados por incendios de líquidos inflamables presurizados y gases presurizados. Sin embargo, hace una advertencia de no intentar extinguir este tipo de incendio a menos que haya seguridad razonable de la fuente de combustible se puede cerrar rápidamente.

INGENIERIA DE TUBERIAS.

Baja Presión:

La tubería de acero que se utilizará en el tendido de la línea de la interconexión entre el Equipo de Descompresión y la Estación de Medición de gas natural es API 5L GRADO B, la cual es fabricada bajo las Normas Oficiales Mexicanas NOM-B-10-1986 y NOM-B-177-1990, con costura laminada en caliente, superficie barnizada, con extremos biselados y con el espesor indicado en el cálculo de tuberías.

La velocidad del flujo del Gas Natural no excede 25 m/s.

La tubería y/o tubo flexible en equipos dinámicos deben ser instalados de la forma más directa como sea práctico, con las medidas de protección adecuadas para resistir expansión, contracción, vibración, golpes y asentamiento del suelo.

Las tuberías instaladas arriba del nivel del piso estarán protegidas contra daños mecánicos y corrosión atmosférica.

Las uniones y/o conexiones roscadas y/o bridadas deben estar en un lugar accesible para su inspección y mantenimiento.

Alta Presión:

En la descarga del panel de descarga hacia la PRS se utilizará tubería de acero al carbón Ced. XXS la cual cuenta con una presión de trabajo mayor a 5,000 Psi.

La Presión de diseño de las tuberías de alta presión debe ser al menos 10% mayor a la presión máxima de operación de los Compresores.

Se usarán bridas o conexiones para alta presión Ced. XXS, compatibles con la presión de operación de la tubería y no se permitirá su uso en líneas que queden enterradas sin ser registrables para su inspección y mantenimiento.

Como medida de seguridad, las instalaciones contemplan el uso de manómetros en los puntos siguientes:

- Estación de regulación y medición
- Equipo de Descompresión
- En el panel de descarga

Los manómetros serán capaces de medir por lo menos 1.2 (uno punto dos) veces la presión de disparo del dispositivo de relevo de presión del sistema.

Pruebas de tubería:

Se deben realizar pruebas radiográficas en el 100% de las soldaduras, las que por complicación geométrica no puedan ser radiografiadas, se les aplicara la prueba de líquidos penetrantes o partículas magnéticas por un laboratorio acreditado.

La tubería, tubos flexibles, Conectores y Componentes deben ser capaces de soportar una prueba neumática con presión de 1.1 veces la presión de operación como mínimo, sin que se presente fuga.

Todas las tuberías deberán estar identificadas de acuerdo con la NOM-026-STPS-2008, indicando sentido de flujo, presión de trabajo y contenido del fluido.

No se usarán los materiales siguientes en la instalación de la Estación de Suministro GNC:

- Tubos, conectores y componentes de plástico para servicio de alta presión.
- Tubos y conectores galvanizados.
- Tubo, tubo flexible y conectores de aluminio.

- Aleaciones de cobre con más de 70% de cobre, y conectores, codos y otros componentes de fierro colado.

Las válvulas, empaques de válvulas y material de empaque serán los adecuados para soportar gas natural a las presiones y temperaturas a las cuales estarán sujetas bajo condiciones de operación. Las válvulas supresoras de flujo accionarán a una presión menor que la que soporta la tubería en la que se encuentren instaladas.

Soldadura.

La Calificación de los Soldadores para tuberías en Estaciones de Compresión, de acuerdo con establecido en el código ASME B31.8 (2012): "Sistemas de Tubería para Transporte y Distribución de Gas", deben realizarse bajo los requerimientos de ensayos mecánicos destructivos indicados en la NORMA API 1104. Aplicable para Proyectos de Compresión, Descompresión y Estaciones de Suministro de GNC.

La vigencia de la calificación de los soldadores no debe ser mayor de 3 meses a la fecha de ejecución de los trabajos.

INGENIERIA DE CORROSIÓN.

Protección para tuberías:

Todas las tuberías deberán estar eléctricamente aisladas, tanto en sus conexiones como en soportería, para evitar la degradación por corrientes galvánicas, con un material dieléctrico apropiado para cada servicio.

La tubería bajo la superficie del terreno puede estar enterrada, instalada dentro de una trinchera o encamisada. En el caso de tubería enterrada, ésta debe de contar con un sistema de control de la corrosión externa de acuerdo con el Apéndice II de la NOM-003-SECRE-2011, o aquella que la cancele o sustituya.

Las conexiones de tuberías enterradas deben ser soldadas, no se deben utilizar conexiones roscadas o bridadas en tuberías enterradas.

A excepción de la tubería de acero inoxidable, todas las demás tuberías deberán ser protegidas contra la corrosión, con una capa de pintura primer y 2 capas de pintura esmalte, de acuerdo con el código de colores establecido en la NOM-026-STPS-2008.

Las tuberías de acero que no estén galvanizadas deberán estar convenientemente protegidas contra la corrosión, mientras que ello no será necesario para tuberías de acero inoxidable o de cobre. Para realizar una correcta protección contra la corrosión de tuberías se ha de realizar, como mínimo, lo siguiente:

- Limpieza mecánica o manual para desprender el óxido y la suciedad adherida.
- Cepillado y desengrasado de la tubería.
- Aplicación de una capa de primer.
- Aplicación de dos capas de pintura de acabado para exteriores.

Se deberá revisar y realizar el mantenimiento de las tuberías con la frecuencia necesaria de acuerdo a las condiciones ambientales del lugar, consistente en aplicación de pintura esmalte a todo el recubrimiento de tuberías y válvulas, para evitar la corrosión, como lo que indica Apéndice II de la norma NOM-003-SECRE-2011, Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas, y la señalización según lo indicado en la norma NOM-026-STPS-2008, Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías. Así también se deberá garantizar que las tuberías de acero al carbón como las de acero inoxidable no tengan contacto con tierra física para

evitar degradación del espesor del material, es decir que los soportes tengan un buen material dieléctrico que aislé la tubería en toda su trayectoria de la tierra física.

INGENIERIA MECANICA

El equipo de descompresión tiene una capacidad de 2000 Sm³/h y cuenta con sensores para monitorear presión y temperatura en cada etapa de la descompresión.

Las obras mecánicas se iniciarán en la Estación de Medición (EM), la cual será construida, suministrada e instalada por la empresa distribuidora del gas natural local, cumpliendo con las especificaciones y diseños de su propiedad.

Los ductos de gas en baja presión que se utilizará en el tendido de la línea de la interconexión de los Equipos de Descompresión y la Estación de Medición de gas natural son en Acero al carbón, Cedula 40, API 5L GRADO B, la cual es fabricada bajo las Normas Oficiales Mexicanas NOM-B-10-1986 y NOM-B-177-1990, con costura laminada en caliente, superficie barnizada, con extremos biselados de 3" de diámetro en la descarga de los equipos y una tubería de 6" de diámetro como cabezal principal.

Los equipos de Descompresión de GNC reducirán la presión del gas y lo dirigirán a la Estación de Medición, la cual realizará la medición del gas que será entregado al cliente a una presión de 4 a 7 bar (58.01 - 101.53 Psi).

5.2.1. Materias Primas.

Las Sustancias peligrosas que se utilizarán durante la operación del proyecto, corresponden sólo a las propias del mantenimiento.

Se enlistan algunas a continuación:

- Pintura.
- Solventes.
- Aceites.
- Detergentes.

La principal sustancia que se manejará durante la operación del proyecto es el Gas Natural Comprimido.

5.2.2. Productos y subproductos.

La principal sustancia que se manejará durante la operación del proyecto es el Gas Natural, el cual llegará a la terminal de carga a través de transportes viales con tanques contenedores de GNC.

Hojas de seguridad de datos

En el **Anexo 4**, se muestra la hoja de seguridad de datos del Gas Natural (principal sustancia del proyecto). Algunos de los datos, se mencionan a continuación:

- Estado físico: Gas.
- Color: Incoloro.
- Olor: Con ligero olor a huevos podridos.
- Punto de fusión/punto de congelación: -182°C .
- Punto de ebullición o punto de ebullición inicial e intervalo de ebullición: $-165,5^{\circ}\text{C}$.
- Inflamabilidad: Extremadamente inflamable.
- Límites inferior y superior de explosión/límite de inflamabilidad: Mezcla de aire y gas natural:
- Zonas A y B. En condiciones ideales de homogeneidad, las mezclas de aire con menos de 4,5% y más de 14,5% de gas natural no explotarán, aún en presencia de una fuente de ignición. Sin embargo, en condiciones prácticas, deberá desconfiarse de las mezclas cuyos contenidos se acerque a la zona

explosiva, donde sólo se necesita una fuente de ignición para desencadenar un incendio o explosión.

- Punto de inflamación: -222°C.
- Temperatura de ignición espontánea: 525,22°C.
- Temperatura de descomposición: No disponible.
- pH: No aplica.
- Viscosidad cinemática: No disponible.
- Solubilidad: Ligeramente soluble @ 20°C (de 0,1 @ 1,0%).
- Coeficiente de partición noctanol/agua: No disponible.
- Presión de vapor: No disponible.
- Densidad o densidad relativa: 0,5540 (Agua = 1) @ 0°/4°C.
- Densidad relativa de vapor: 0,61 @ 15,5°C (más ligero que el aire).
- Características de las partículas: No disponible.
- Información adicional: Poder calorífico: 36,1 – 43,6 MJ/m³ (Zona Sur) 37,3 – 43,6 MJ/m³ (CPG Poza Rica, Burgos, Arenque) Temperatura de rocío de hidrocarburos: - 2°C máximo.

En la tabla presentada a continuación se especifican las características del gas natural:

Tabla 5.5. Características del Gas Natural.

Nombre del material	Etapas del proceso en la que se ocupa	No. CAS	Estado físico	C	R	E	T	I	B
Gas Natural	Todas las instalaciones de la Terminal de Descarga	8006-14-2	Gas	X			X	X	

En el **Anexo 4** se incluye la Hoja de Seguridad del Gas Natural.

Es de importancia mencionar que el Gas Natural como tal no se encuentra incluida en los Listados de Actividades Altamente Riesgosas de la Federación, sin embargo,

el Metano, principal componente del gas natural, sí está contemplado en el Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas.

5.3. DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO.

5.3.1. Proyecto.

La terminal de descarga se localizará sobre un predio con superficie total de 3,123.98 m², en la siguiente Tabla 5.2 se presenta el cuadro de áreas de la terminal:

Tabla 5.6. Cuadro de áreas de la terminal de descarga.

Áreas construidas		Total (m ²)
A-1	Área de equipos	39.00
A-2	Área de circulación peatonal	381.15
A-3	Área de descarga	420.00
A-4	Área de servicios	38.33
A-5	Área de estación de medición	7.02
ÁREA TOTAL DE LA TERMINAL DE DESCARGA		885.50
ÁREA DE CIRCULACIÓN		2,238.49
ÁREA TOTAL REQUERIDA PARA EL PROYECTO		3,123.98

En el **Anexo 3** se incluye el plano del arreglo general de la terminal de descarga.

5.3.2. Transporte por ductos.

No aplica.

5.3.3. Aspectos del medio natural.

5.3.3.1. Vegetación terrestre.

En México convergen comunidades de dos reinos florísticos: el Holártico y el Neotropical, ambas integradas por dos regiones en las que se agrupan 17 provincias florísticas (Rzedowski, 1978).

Según el Informe de la Situación del Medio Ambiente en México 2005 (compendio de estadísticas ambientales), la superficie del país está cubierta por cuatro formaciones vegetales principales: bosques y selvas en los que predominan formas de vida arbórea; otra cubierta vegetal muy extendida, que son los matorrales, localizados principalmente en zonas secas o semisecas y tienen como componente dominante a los arbustos, y por último, los pastizales que se caracterizan por estar dominados por plantas de porte herbáceo y se localizan sobre todo en el centro-norte del país.

La clasificación de los tipos de vegetación del área es el reflejo de una interrelación lógica entre las especies de flora, su estructura, forma de asociarse y su relación con su medio ambiente. Un aspecto fundamental que hay que considerar en el caso de las definiciones o delimitaciones de los tipos de vegetación, es que la naturaleza propia de las comunidades no muestra separaciones o distinciones categóricas unas con otras. Muchas veces expresan un manifiesto de un continuo, aunque los extremos de las asociaciones sean claramente diferentes.

Por otro lado, el SA, el área de influencia y la totalidad del área del proyecto se encuentra localizada en la **Provincia fitogeográfica** denominada como "Península de Yucatan" (Figura 5.2). En lo que respecta a las **Provincias Biogeográficas**, la superficie del SA, el área de influencia y el área del proyecto se ubican en la denominada como "Peten", como se ilustra en la Figura 5.3.

Provincias fitogeográficas

 Península de Yucatan

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



Figura 5.2. Ubicación del SA en lo que a Provincias fitogeográficas se refiere.

Provincias biogeográficas

 Peten

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

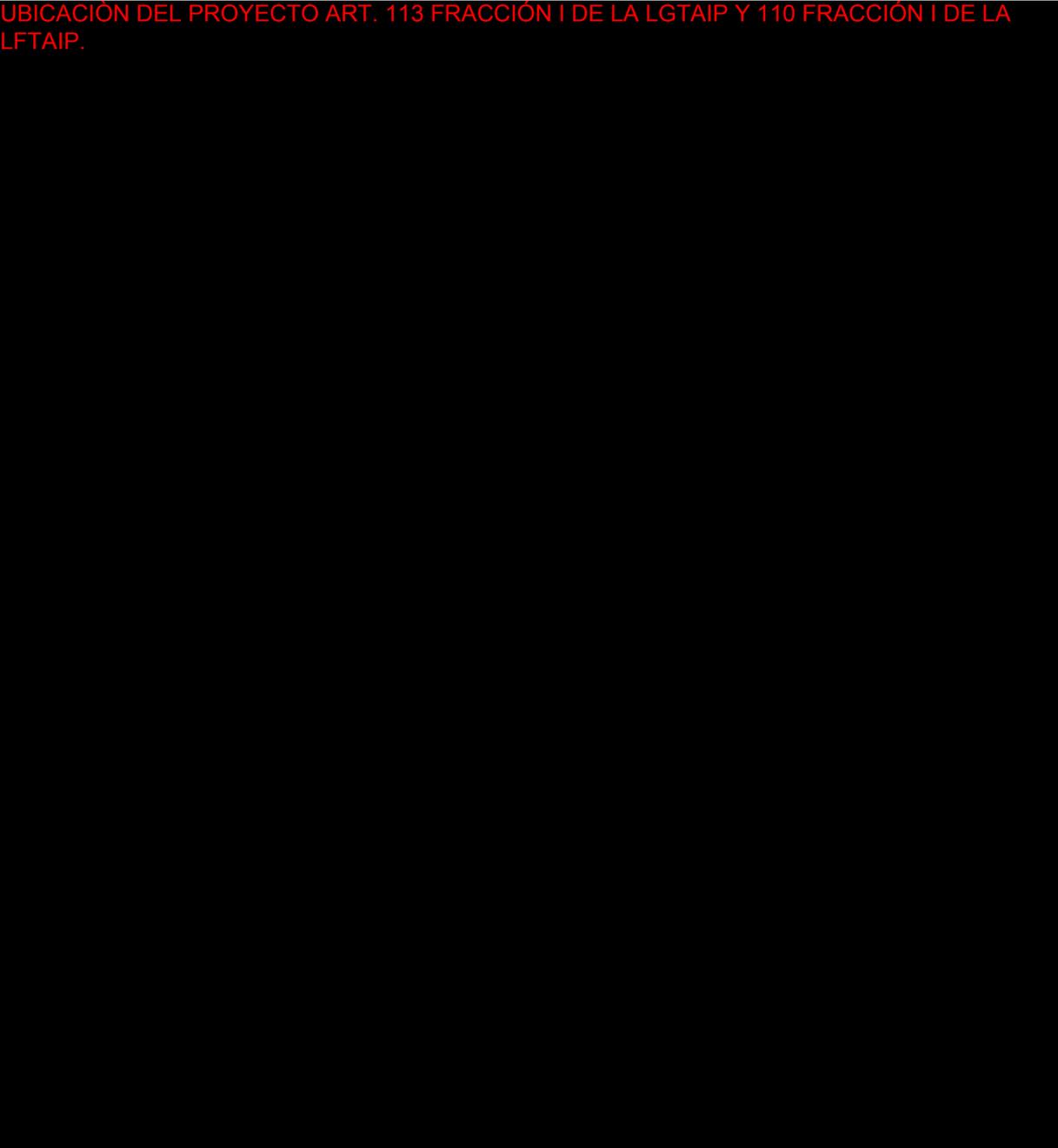


Figura 5.3. Ubicación del SA, área del proyecto y el área de influencia en lo que a Provincias biogeográficas se refiere.

Para el área del proyecto se registró **Selva mediana subperennifolia** según la Serie III de INEGI. Pero cabe mencionar que, en base a los recorridos de campo y los resultados obtenidos de los muestreos realizados en la superficie del proyecto, se hace constar que el tipo de uso de suelo y vegetación en la superficie solicitada para cambio de uso de suelo corresponde a **Selva mediana subperennifolia** correspondiendo a los que se utilizaran en los muestreos para la superficie de Cambio de Uso de Suelo (Tabla 5.7).

Tabla 5.7. Cobertura del suelo y tipos de vegetación en la superficie del proyecto de acuerdo con fotointerpretación.

Uso de Suelo y Vegetación	Superficie (ha)	Forestal (ha)	No Forestal (ha)
Selva mediana subperennifolia	17.7667	17.7667	---
Total		17.7667	---
Porcentaje (%)		100	---

Vegetación serie III

- | | | |
|---|---|---|
|  Asentamientos Humanos |  Pastizal Cultivado |  Tular |
|  Cuerpo De Agua |  Selva Mediana Subperennifolia |  Zona Urbana |
|  Manglar | Sin vegetación aparente | |

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

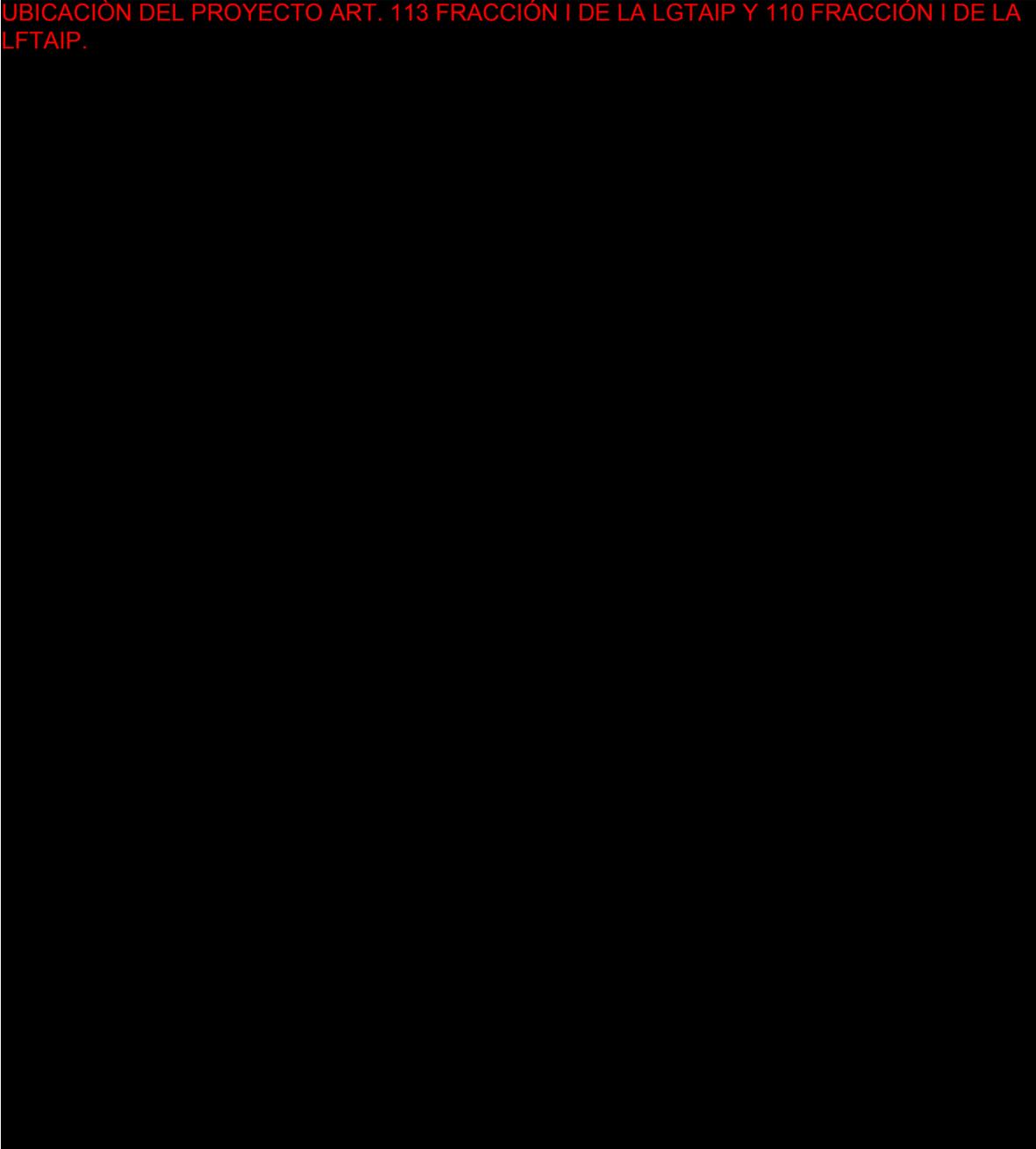


Figura 5.4. Vegetación del Sistema Ambiental de acuerdo con la Serie III del INEGI.

A continuación, se presenta una descripción de los usos de suelo y tipos de vegetación presentes en el área del proyecto definida según la Guía de Interpretación de Suelos determinada por el INEGI:

1.- Selva Mediana Subperennifolia: Los componentes arbóreos de este tipo vegetación pierden estacionalmente su follaje en un 25 a 50%, se desarrolla en lugares con climas cálido-húmedos y subhúmedos, Aw para las porciones más secas, Am para las más húmedas y Cw en menor proporción. Con temperaturas típicas entre 20 y 28 °C. La precipitación total anual del orden de 1,000 a 1,600 mm. Se le puede localizar entre los 0 a 1,300 m de altitud. Ocupa lugares de moderada pendiente, con drenaje superficial más rápido o bien en regiones planas, pero ligeramente más secas y con drenaje rápido, como en la Península de Yucatán. El material geológico que sustenta a esta comunidad vegetal está conformado predominantemente por rocas cársticas.

Los árboles de esta comunidad tienen contrafuertes y por lo general poseen muchas epífitas y lianas. Los árboles tienen una altura media de 25 a 30 m, alcanzan un diámetro a la altura del pecho menor que los de la selva alta perennifolia aun cuando se trata de las mismas especies. Es posible que esto se deba al tipo de suelo y a la profundidad. En este tipo de selva, se distinguen tres estratos arbóreos, de 4 a 12 m, de 12 a 22 m y de 22 hasta 30 m. Dentro de los estratos se encuentran variados tipos de palmas.

Son especies importantes de este tipo de selva: *Lysiloma latisiliquum*, *Brosimum alicastrum* (ox, ramón, capomo), *Bursera simaruba* (chaka', palo mulato, jote, copal), *Manilkara zapota* (ya', zapote, chicozapote), *Lysiloma* spp. (tsalam, guaje, tepeguaje), *Vitex gaumeri* (yaaxnik), *Bucida buceras* (pukte), *Alseis yucatanensis* (jaasché), *Psidium sartorianum* (pichiche'), *Carpodiptera floribunda*. Las epífitas más comunes son algunos helechos y musgos, abundantes orquídeas, bromeliáceas y aráceas.

Se distribuye en Yucatán, Quintana Roo (incluyendo la isla de Cozumel), Campeche, Jalisco, Veracruz, Chiapas, Colima, Guerrero y Oaxaca



5.3.3.2. Fauna silvestre.

En lo que respecta a la ubicación del AP, su área de influencia y su SA en las **Provincias herpetofaunísticas** se encuentra la denominada "Petén" Figura IV.45. Para el caso de las **Provincias mastofaunísticas**, la superficie del proyecto, el área de influencia y la totalidad del SA se encuentra la provincia denominada "Yucatéca", pudiendo observarse esto en las Figura 5.5.

Provincias herpetofaunísticas

 Peten  Yucateca

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

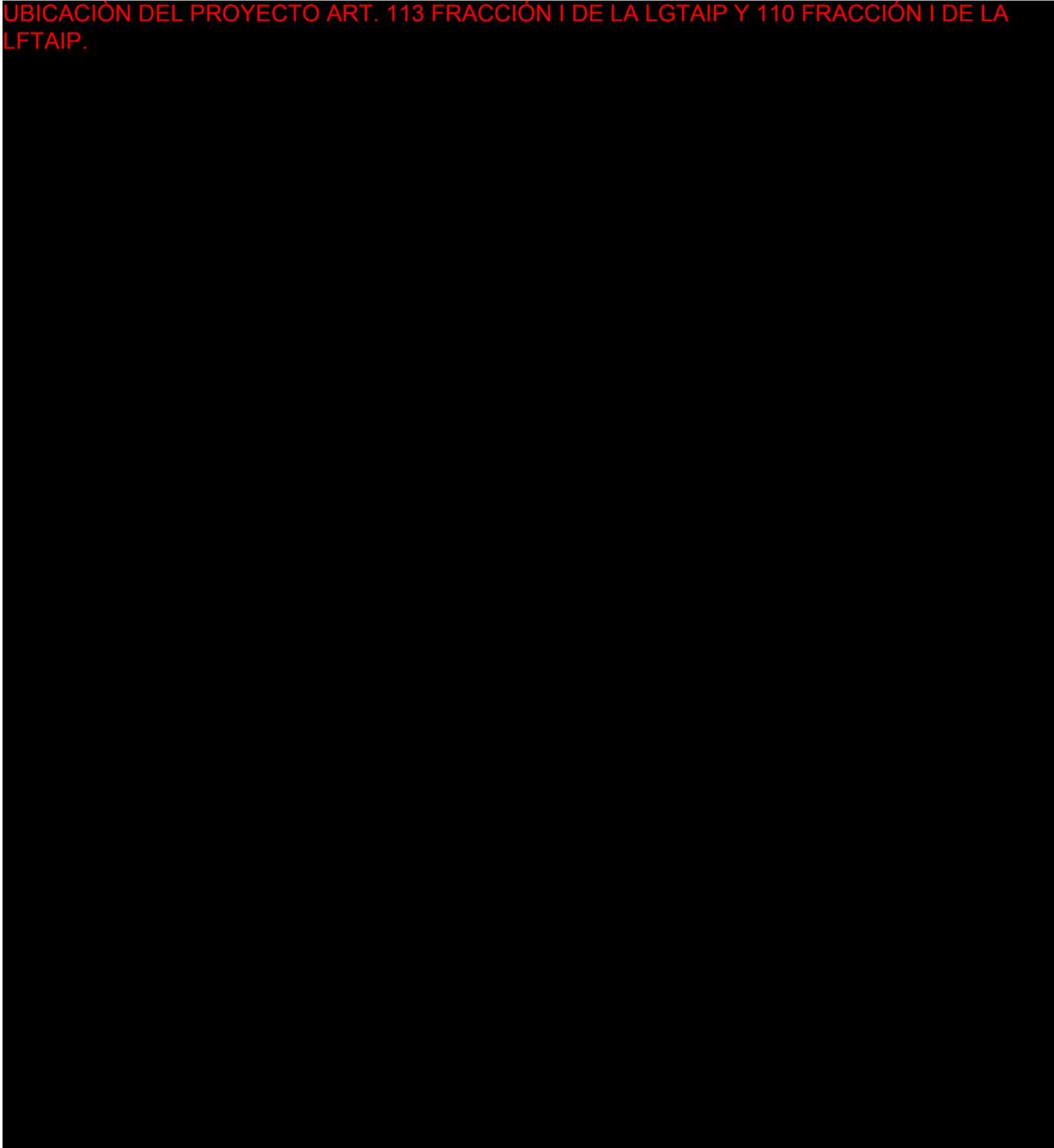


Figura 5.5. Ubicación del SA respecto a las Provincias Herpetofaunísticas de México.

Provincias mastofaunísticas

 Yucateca

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

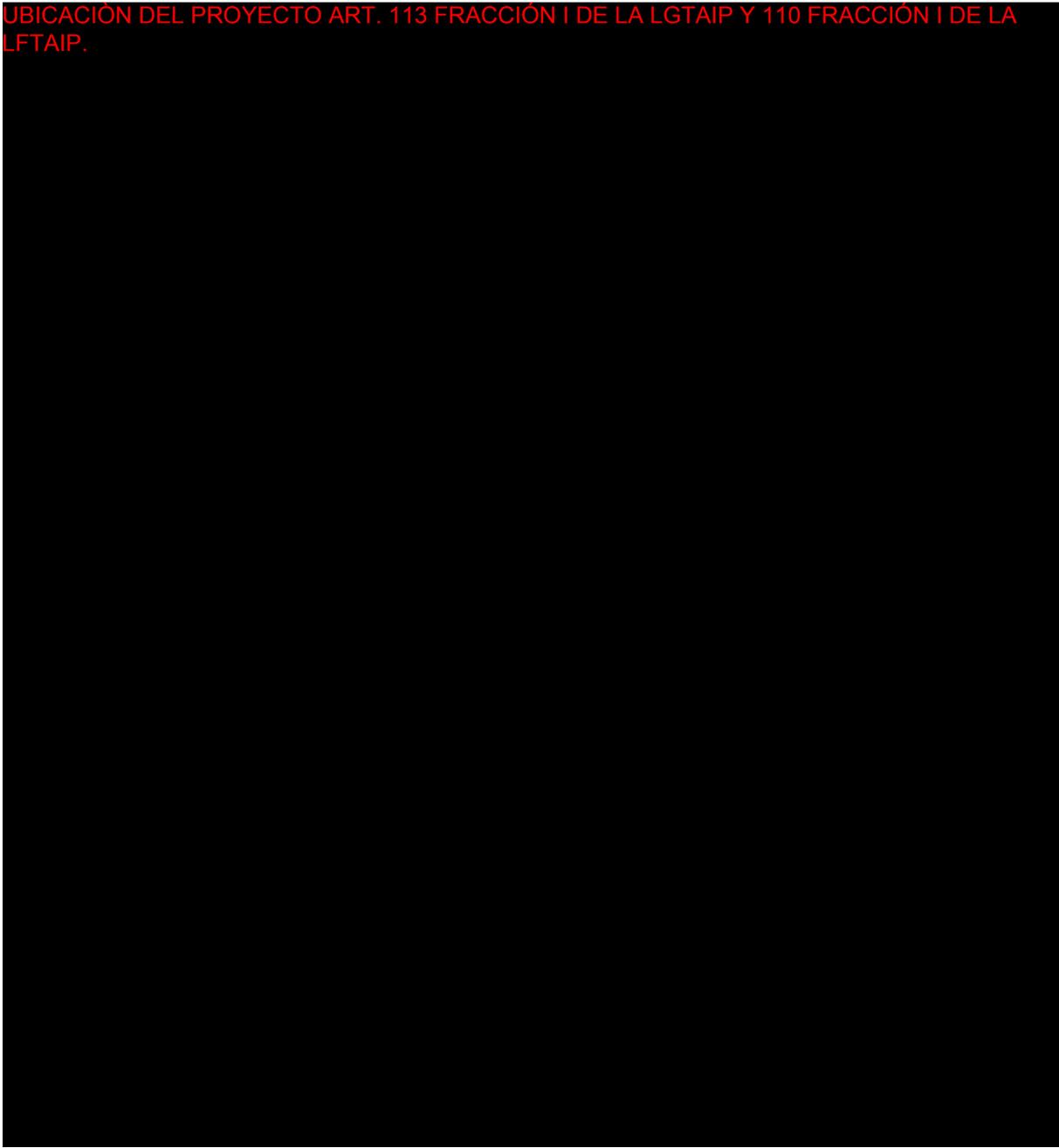


Figura 5.6. Ubicación del SA respecto a las Provincias Mastofaunística de México.

En resumen, durante los muestreos de campo se registraron especies de los grupos de los reptiles, mamíferos y aves; tanto para la superficie del proyecto como en el AI. Para el área del proyecto se registraron cuatro especies de reptiles, tres especies de mamíferos y 12 para el grupo de las aves, tal y como se puede observar en la Figura 5.7. Para el área de influencia se registraron cinco especies de reptiles, tres de mamíferos y 15 especies de aves, observándose lo anterior en la Figura 5.8.

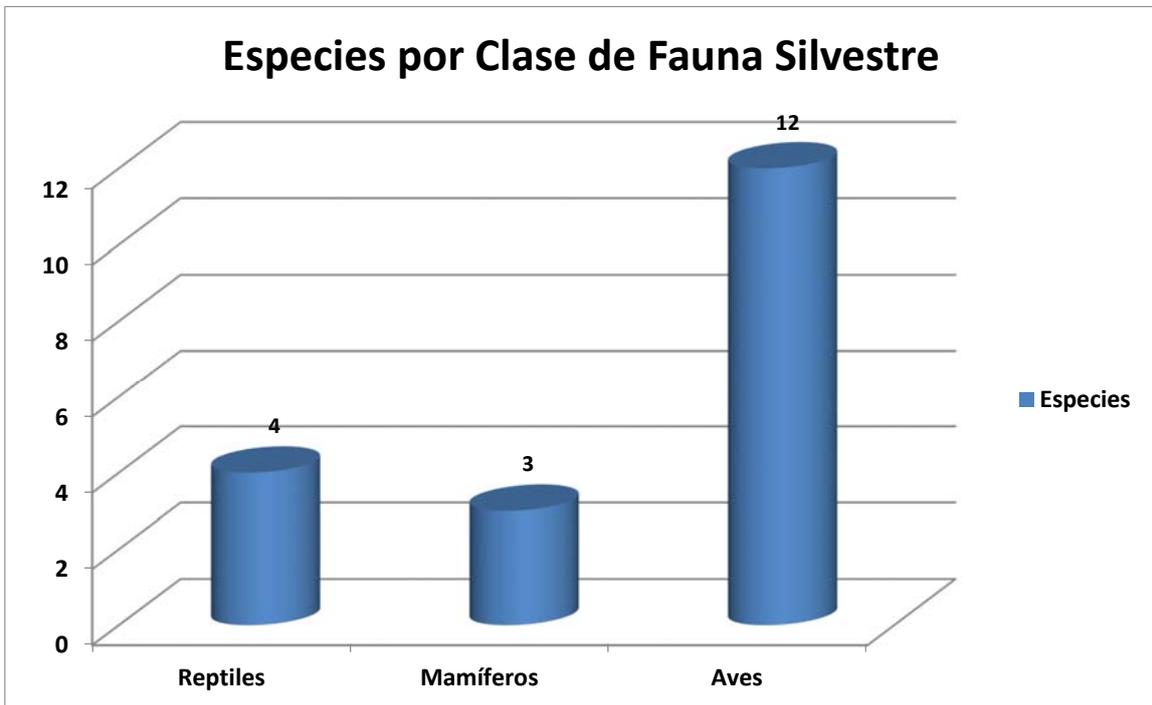


Figura 5.7. Distribución de especies de fauna silvestre por Clase para la superficie del proyecto.

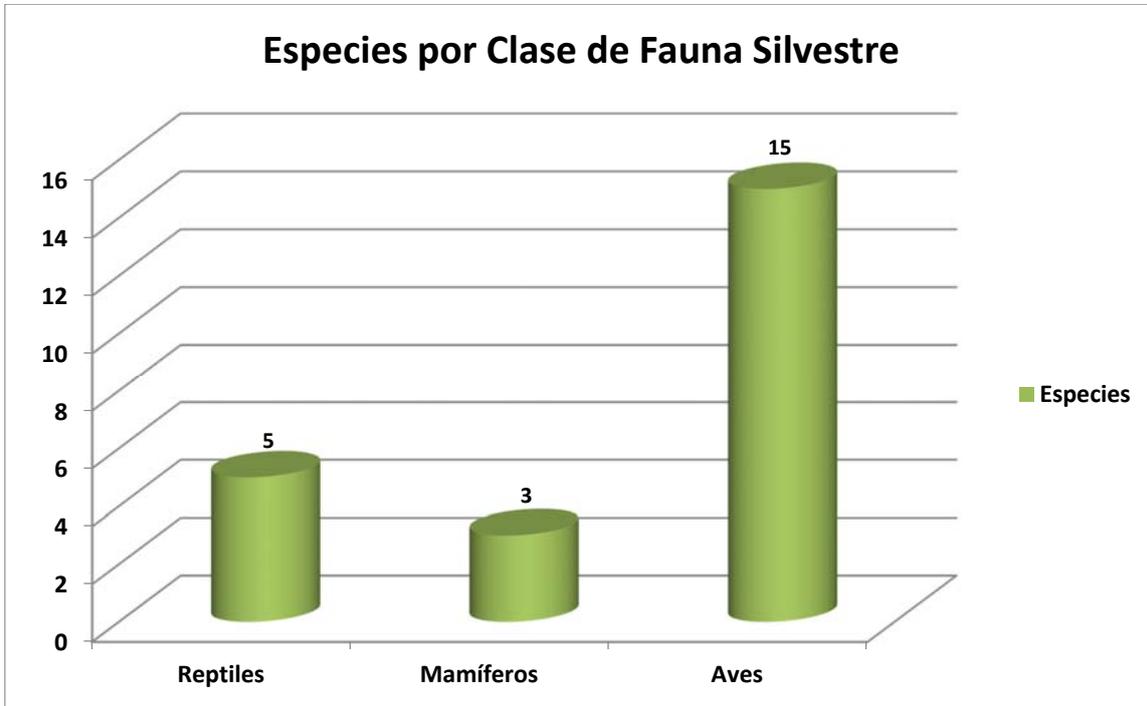


Figura 5.8. Distribución de especies de fauna silvestre por Clase para el Área de Influencia.

Especies de fauna silvestre endémica y/o en peligro de extinción.

De las especies registradas en el trabajo de campo, se registró una especie de reptil que se encuentran listadas en la Norma Oficial Mexicana NOM-059-SEMARNAT-2010 (Protección Ambiental-Especies Nativas de México de flora y fauna silvestres-Categorías de riesgo y especificaciones para su inclusión, exclusión o cambio-Lista de especies en riesgo, publicada en el Diario Oficial de la Federación) Tabla 5.8, Figura 5.9. Así mismo se adjuntan en el Anexo, la ficha técnica de la especie registrada en la superficie del proyecto.

Tabla 5.8. Especies registradas listadas en la NOM-059SEMARNAT-2010.

Clase	Nombre común	Nombre científico	NOM-059-SEMARNAT-2010	CITES	Área
Reptiles	<i>Ctenosaura similis</i>	Iguana negra de cola espinosa	Amenazada	II	AI-AP

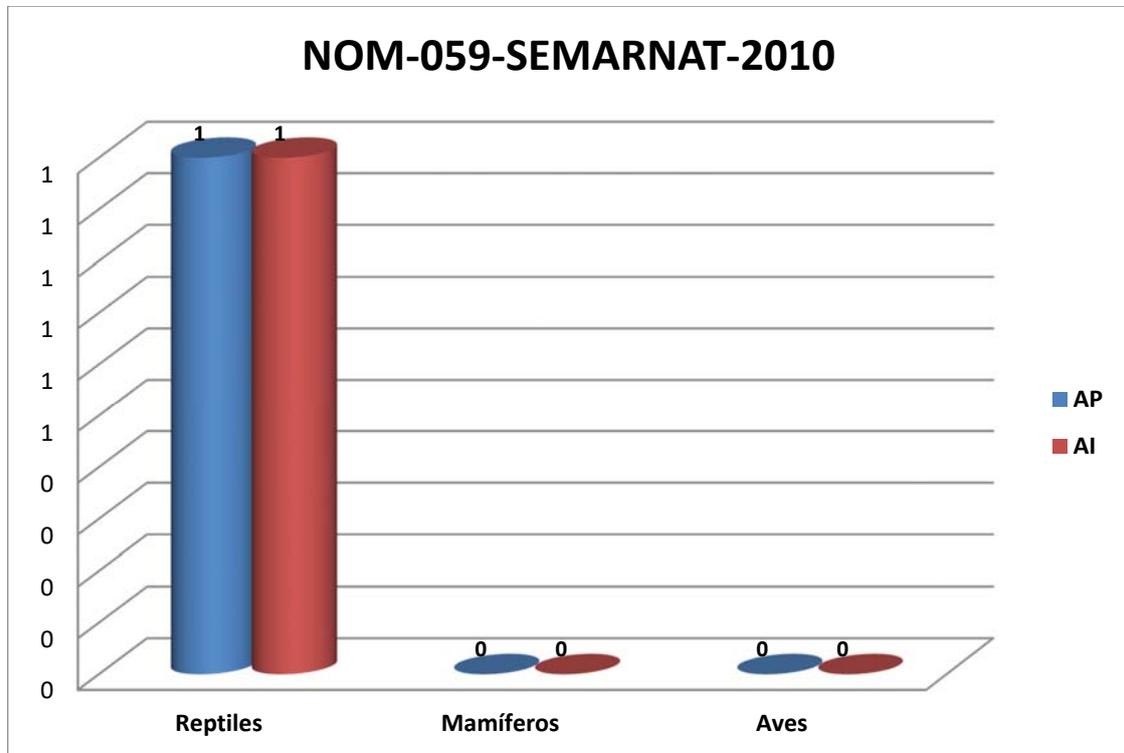


Figura 5.9. Especies registradas en la NOM-059-SEMARNAT-2010.

5.3.3.3. Suelos.

Los suelos presentes en el SA se describen de acuerdo con el Sistema de Clasificación de Suelos FAO/UNESCO, modificado por la Dirección General de Geografía (DGG) del INEGI. De esta manera, los **Tipos de suelos** identificados en el área de influencia y en la superficie del proyecto y parte del SA corresponde a *Leptosol* y en el resto del SA se encuentra *Solonchak*. En la Figura 5.10 se puede observar lo anterior a mayor detalle. En cuanto a la **clasificación secundaria de suelos** corresponden a Arénico, Gléyico y Húmico este se presente en el área de influencia y del proyecto (Figura 5.11).

A continuación, se presenta una descripción de los principales suelos identificados en el área del proyecto y el SA. Así mismo, se incluye información acerca de los tipos y grados de degradación de los suelos y las causas que originan dicho factor.

1. Leptosol: Los leptosoles (del griego leptos, delgado) se caracterizan por su escasa profundidad (menor a 25 cm). Una proporción importante de estos suelos se clasifica como leptosoles líticos, con una profundidad de 10 centímetros o menos. Otro componente destacado de este grupo son los leptosoles réndzicos, que se desarrollan sobre rocas calizas y son muy ricos en materia orgánica. En algunos casos son excelentes para la producción agrícola, pero en otros pueden resultar muy poco útiles ya que su escasa profundidad los vuelve muy áridos y el calcio que contienen puede llegar a inmovilizar los nutrientes minerales. Los leptosoles son comunes en la Sierra Madre Oriental, la Occidental y la del Sur, así como en la vasta extensión del Desierto Chihuahuense. En las montañas, también se encuentran los leptosoles, debido a que las pendientes y la consecuente erosión imponen una restricción a la formación del suelo, mientras que, en los desiertos, la escasez de agua ocasiona una formación lenta del suelo. Su símbolo es (LP).

2. Solonchak: Del ruso sal. Literalmente suelos salinos. Se presentan en zonas donde se acumula el salitre, tales como lagunas costeras, lechos de lagos, o en las partes más bajas de los valles y llanos de las regiones secas del país. Tienen alto contenido en sales en todo o alguna parte del suelo.

La **Clase textural del suelo** que se encuentra en la superficie del proyecto y el área de influencia y parte del SA es de tipo "Media", mientras que en el resto del SA también se observan "Fina" y "Gruesa" (Figura 5.12).

Textura del suelo: Proporción porcentual de las partículas minerales (arena, limo y arcilla) que constituyen el suelo, en los 30 cm de profundidad.

- Gruesa (1): Menos del 18% de arcilla y más del 65% de arena.
- Media (2): Menos del 35% de arcilla y menos del 65% de arena.
- Fina (3): Más del 35% de arcilla.

Tipos de suelo principales



Figura 5.10. Tipos de suelos principales en la superficie del proyecto, el área de influencia y su SA.

Calificador secundario de suelos

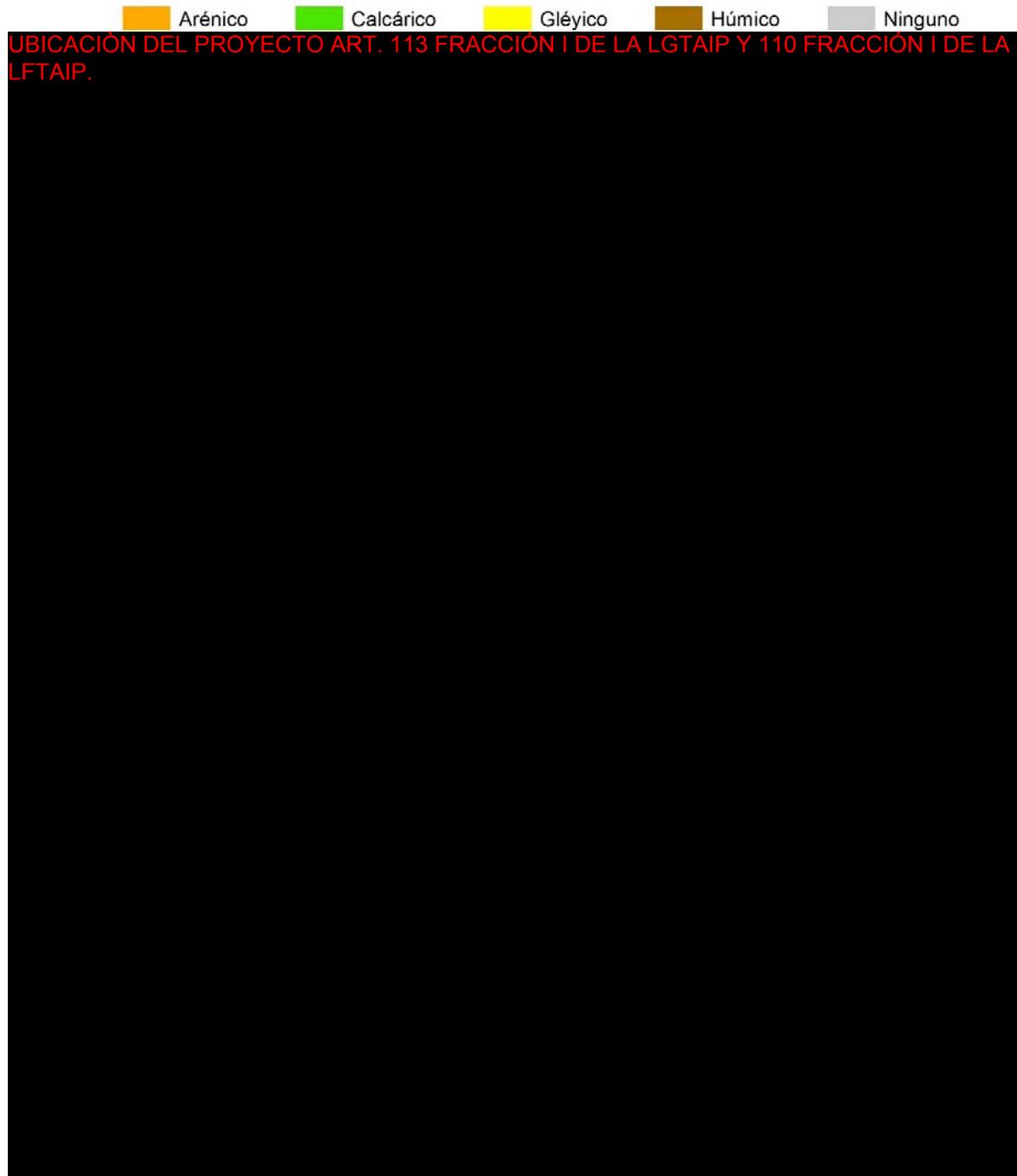


Figura 5.11. Clasificador secundario de suelos en la superficie del proyecto, el área de influencia y su SA.

Clase textural de los suelos

 Fina  Gruesa  Media

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

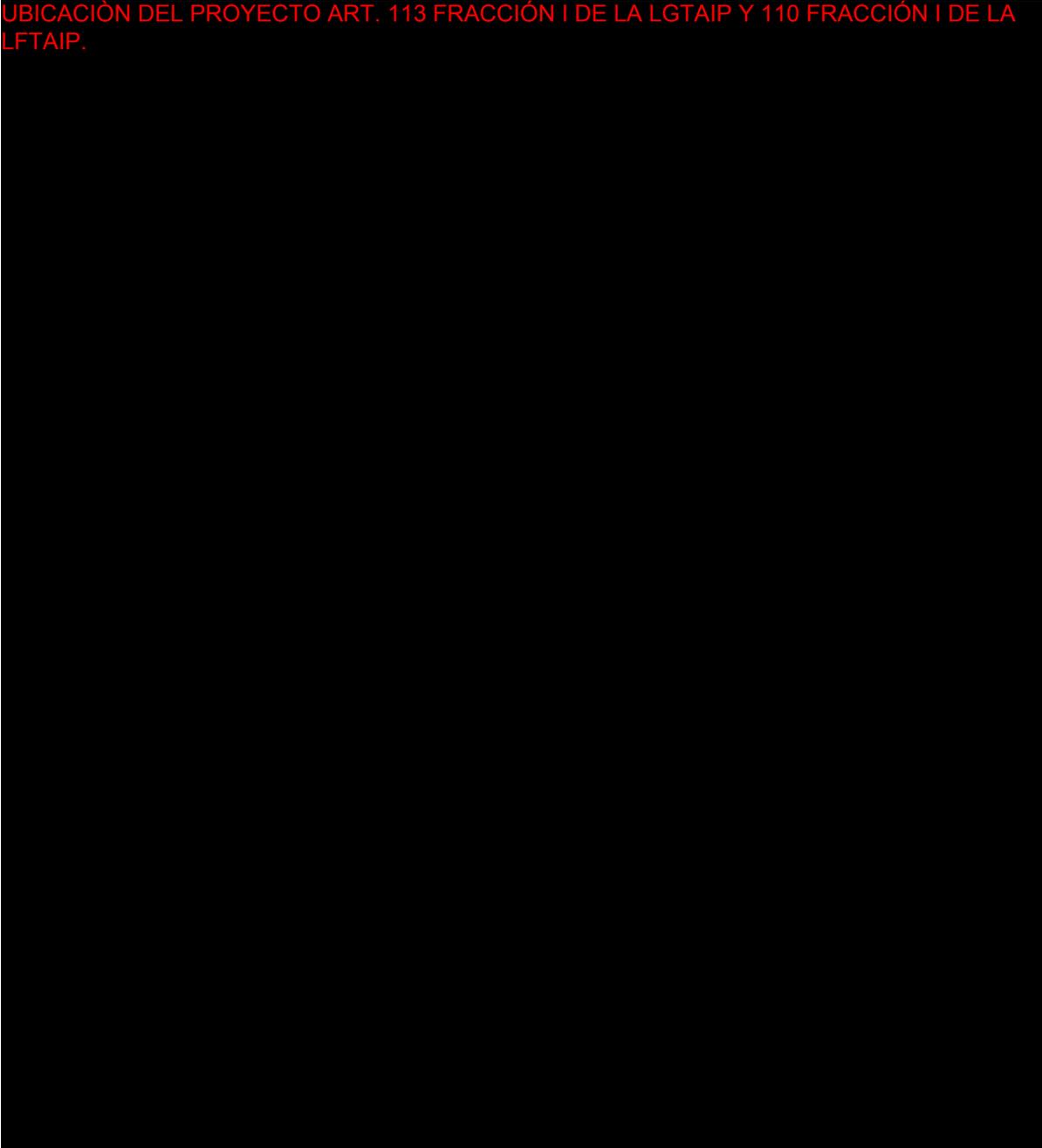


Figura 5.12. Tipos de texturas del suelo identificados en la superficie del proyecto, el área de influencia y su SA.

Degradación de los suelos.

Tipo de degradación de suelo, en el área de influencia y el área del proyecto no se presenta ningún tipo de degradación mientras que en una parte del SA se presenta "Degradación física por pérdida de la función productiva" (Figura 5.13)

En lo que respecta al **Grado de degradación de los suelos**, no se presenta en el área de influencia, la superficie del proyecto y el Sistema Ambiental (Figura 5.14).

Las **Causas de degradación de los suelos**, en la totalidad del área de influencia, área del proyecto y el SA no se presenta causa alguna, tal y como puede observarse en la Figura 5.15

Tipo de degradación de suelos

Sin degradación en el área

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

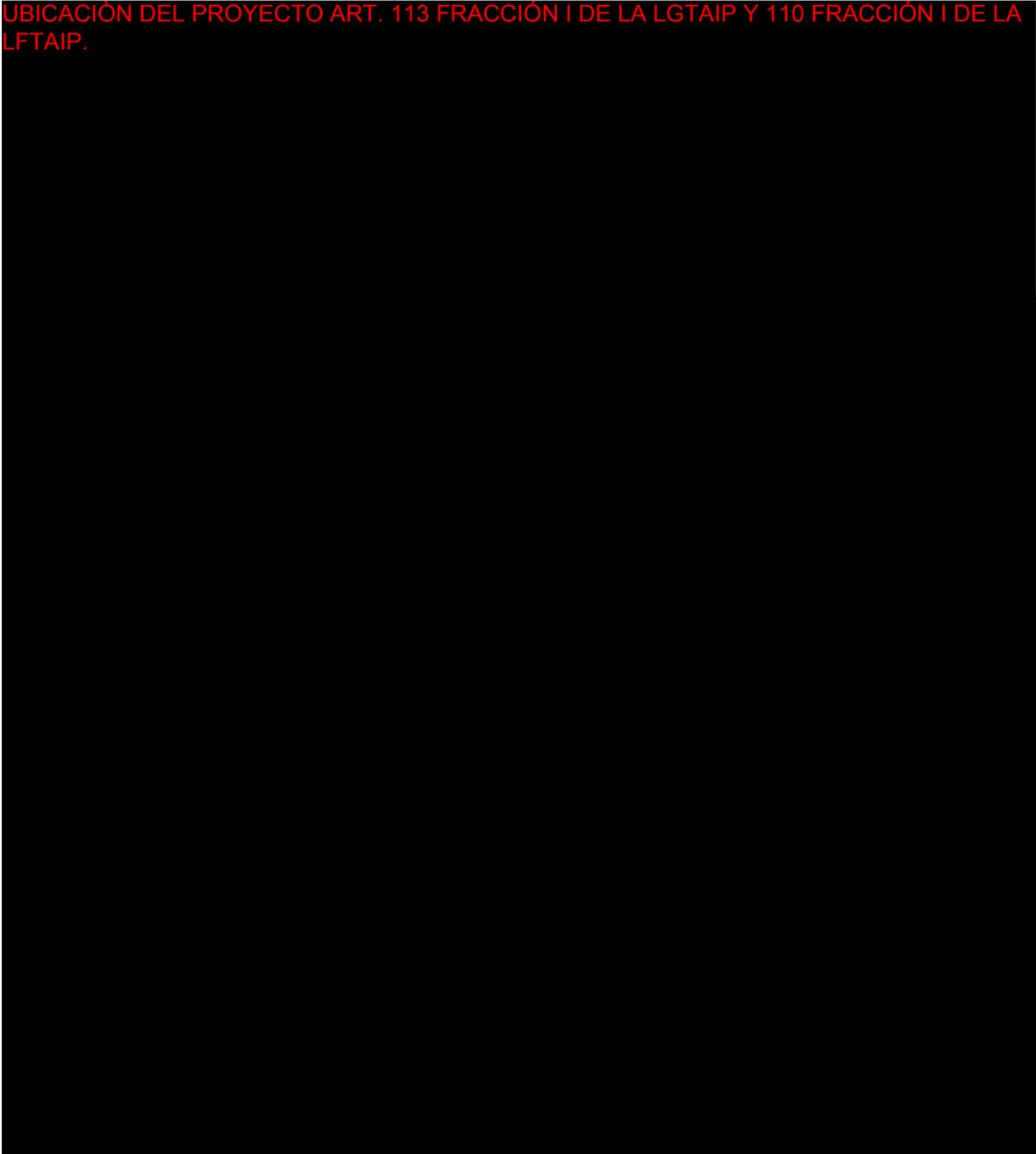


Figura 5.13. Clasificación del Tipo de degradación de los suelos en la superficie del proyecto, área de influencia y del SA.

Grado de degradación de suelos

Sin degradación en el área

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

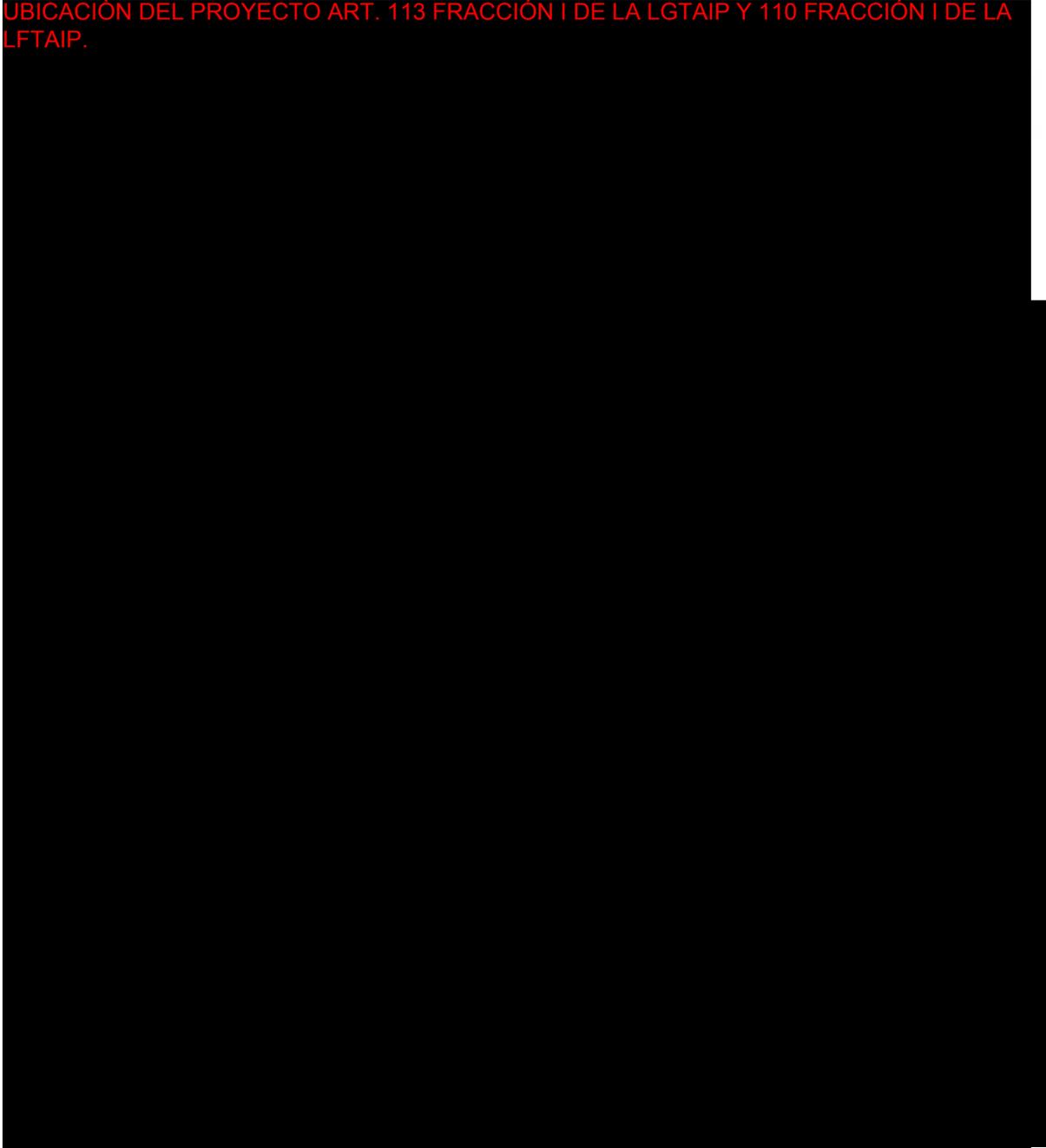


Figura 5.14. Clasificación del grado de degradación de los suelos en la superficie del proyecto, área de influencia y del SA.



Causa de degradación de suelos

Sin degradación en el área

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

influencia y del SA.

5.3.3.4. Geología y Geomorfología.

Características fisiográficas.

De acuerdo con el INEGI, en el área de influencia, la superficie del proyecto y su SA se encuentran en la **Provincia Fisiográfica** denominada "Península de Yucatán" (Figura 5.16).

Por otra parte, el área de influencia, el proyecto y el SA se ubican totalmente en la **Subprovincia fisiográfica** "Carso Yucateco" tal y como puede observarse en la Figura 5.17.

El **Grupo o Sistema de Topoformas** existente la totalidad del SA, en la superficie del proyecto y en el área de influencia es de tipo "Llanura Rocosa de piso rocoso o cementado", logrando apreciar a detalle en la Figura 5.18.

Los **rangos altitudinales** existentes en el área de influencia, en la superficie del proyecto y parte de la superficie del SA es el rango 5 - 6 msnm (metros sobre el nivel del mar) a 7- 8 msnm sin embargo existen áreas dentro del SA en las que se presentan rangos de hasta 19-20 msnm, pudiendo observarse lo anterior en la Figura 5.19.

Los **Porcentajes de pendiente** que se presentan en la superficie del proyecto, área de influencia y parte del SA corresponde al rango de 0 a 2% y en el resto del SA se presenta hasta el rango de 2 a 5% (Figura 5.20).

Provincias fisiográficas

Península De Yucatán

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

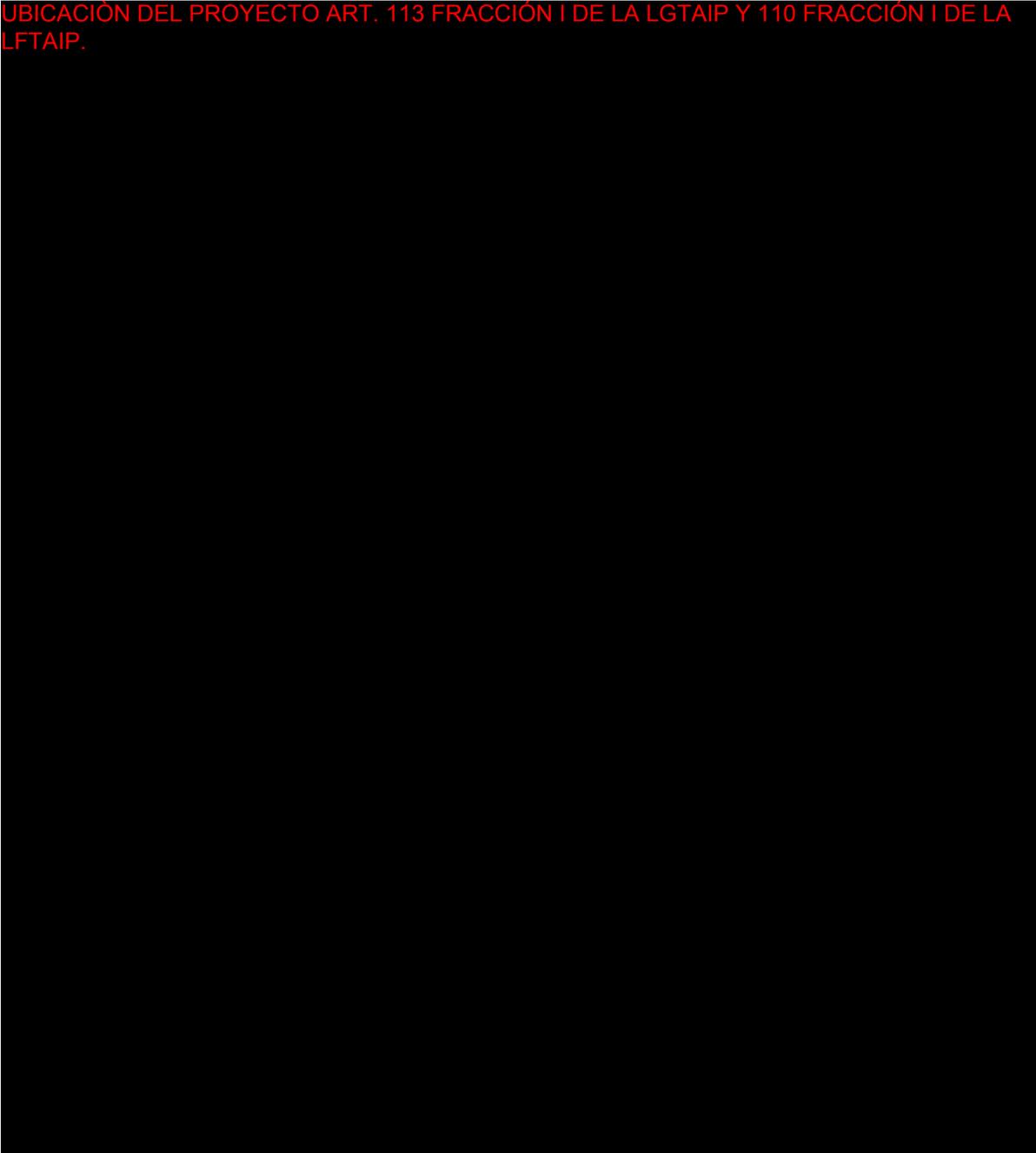


Figura 5.16. Provincia fisiográfica en la que se ubica la superficie del proyecto, área de influencia y el SA.

Subprovincias fisiográficas

Carso Yucateco

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

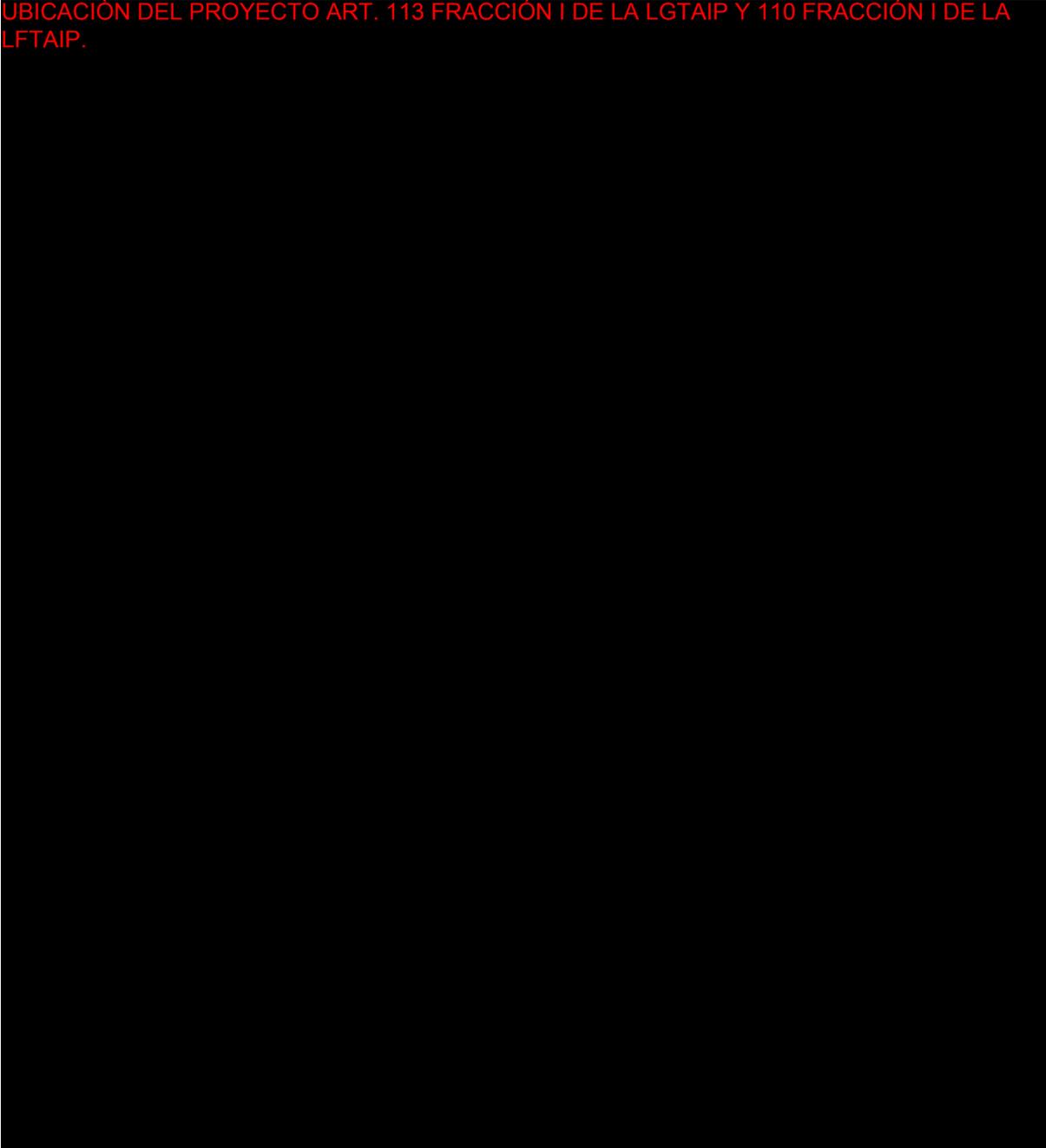


Figura 5.17. Subprovincia fisiográfica en la que se ubica la superficie del SA, el área de influencia y el proyecto.

Sistema de topografías

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

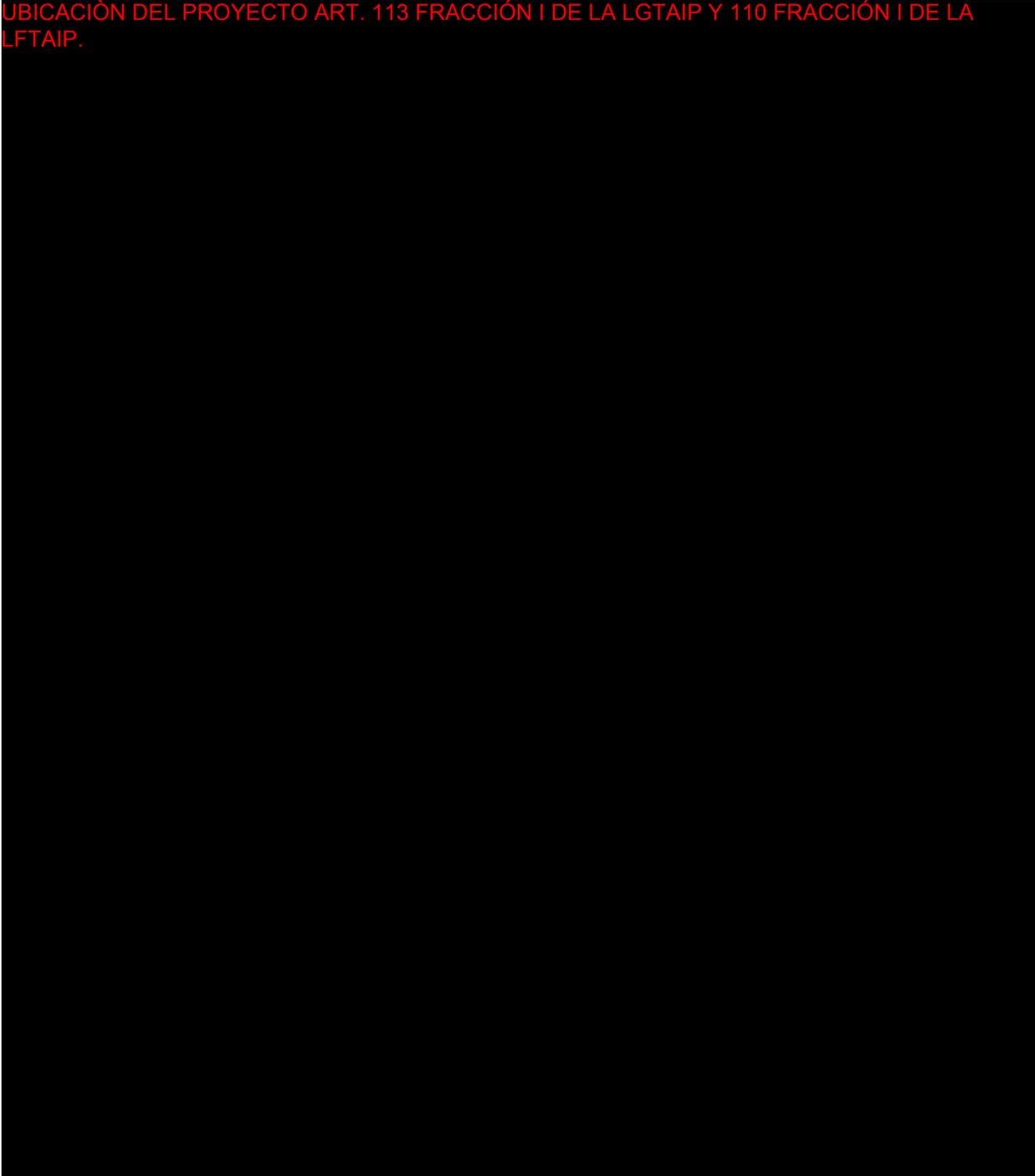


Figura 5.18. Sistema de topografías en los que se ubica la superficie del proyecto, el área de influencia y el SA.

Rango altitudinal (msnm)

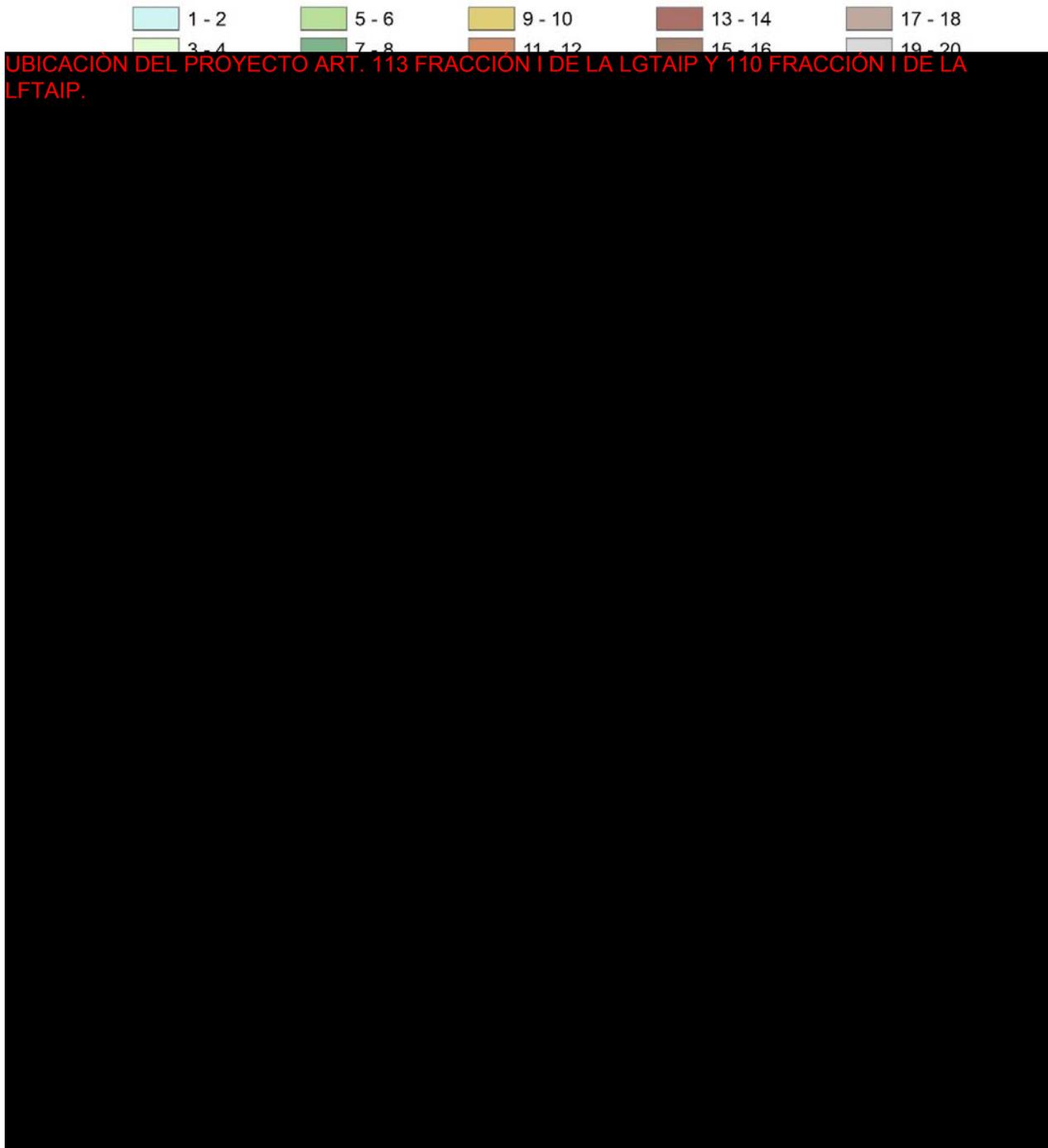


Figura 5.19. Rangos altitudinales existentes en la superficie del proyecto, el área de influencia y el SA.

Porcentaje de pendiente



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



Figura 5.20. Porcentajes de pendientes existentes en la superficie del proyecto, área de influencia y el SA.

Características litológicas.

El SA en su totalidad y por consiguiente el área de influencia y el área del proyecto se localiza en la **Provincia geomorfológica** conocida como "Yucatanense" (Figura 5.21).

Los **Grupos o Sistemas de Geoformas** presentes en la superficie del proyecto, área de influencia y en una fracción del SA "Relieve carstico denudatorio de circulación fluvial superficial con procesos de disolución en depresiones" tal y como se muestra en la Figura 5.22.

Así mismo, el **origen geológico** que se presenta en gran parte del SA, el área de influencia y el área del proyecto corresponde al "Cenozoico, Plioceno" y en el resto del SA se presenta Cenozoico Cuaternario y Neógeno tal y como se puede observar en la Figura 5.23

Las **clases de rocas** presentes en el área de influencia, la superficie del proyecto y en casi todo el Sistema Ambiental corresponde a "Sedimentaria" y al sur del SA se presenta "Deposito reciente" (Figura 5.24).

El **riesgo sísmico** se considera como "Bajo" para toda la zona del área del proyecto, el área de influencia y del SA (Figura 5.25). En cuanto a **estructuras geológicas** no existen en la totalidad del SA, el área de influencia y en el área del proyecto (Figura 5.26).

Provincias geomorfológicas

 Yucatanense

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

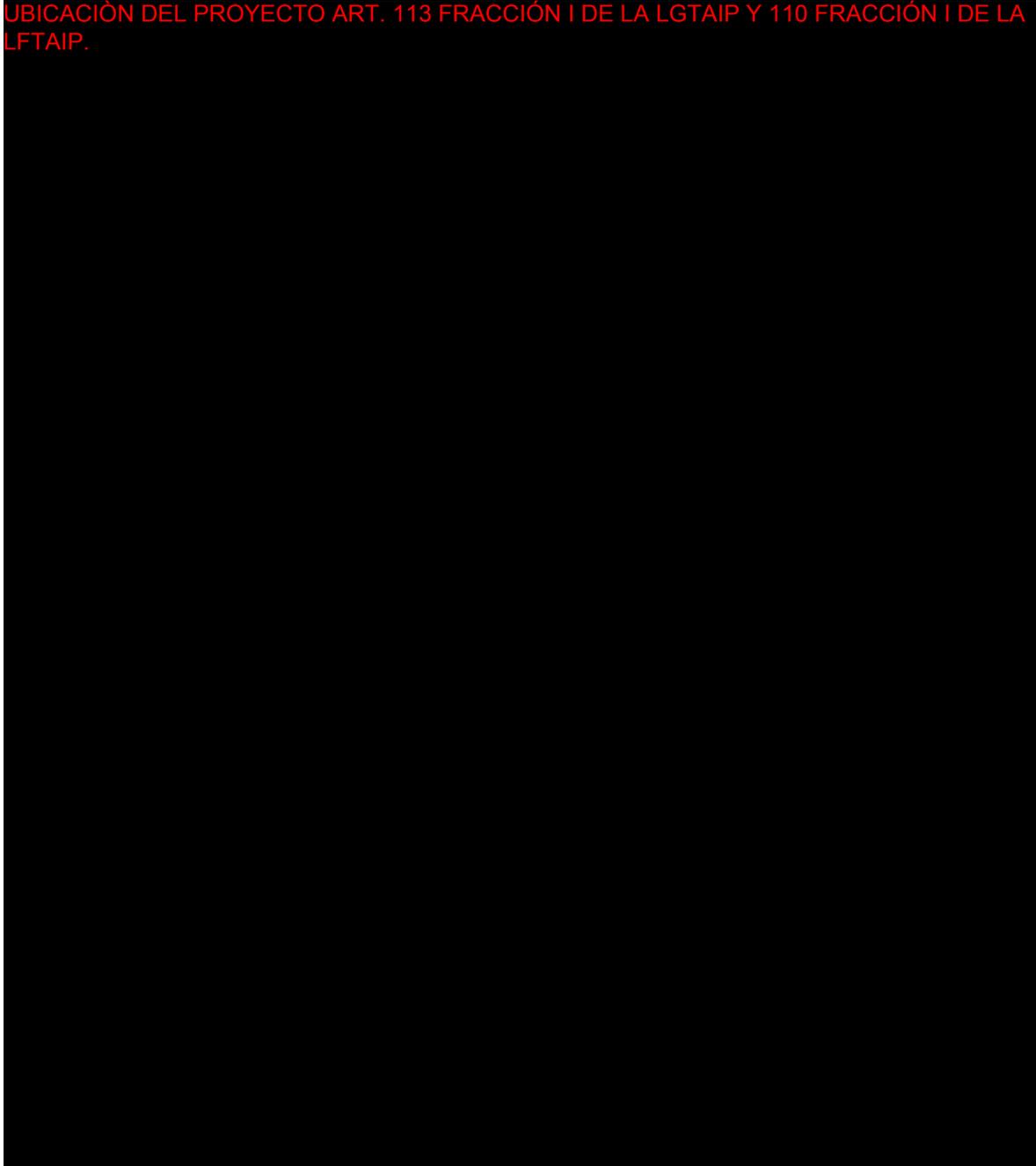


Figura 5.21. Provincia geomorfológica en la que se ubica la superficie del proyecto, el área de influencia y el SA.

Geoformas

- | | |
|---|---|
|  Sistema estuario (lagunas, bocas, esteros, canales y brazos de comunicación intermareal |  Costa de barrera acumulativa con o sin cordones costeros o campos de dunas |
|  Costa de inundación y/o de intermareas. |  Relieve cárstico denudatorio de circulación fluvial superficial. Con procesos de disolución en depresiones. |

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



Figura 5.22. Grupos de geoformas identificados en la superficie del proyecto, el área de influencia y el SA.

Origen geológico

- Cenozoico, Cuaternario
- Cenozoico, Neógeno, Plioceno
- Cenozoico, Neógeno

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

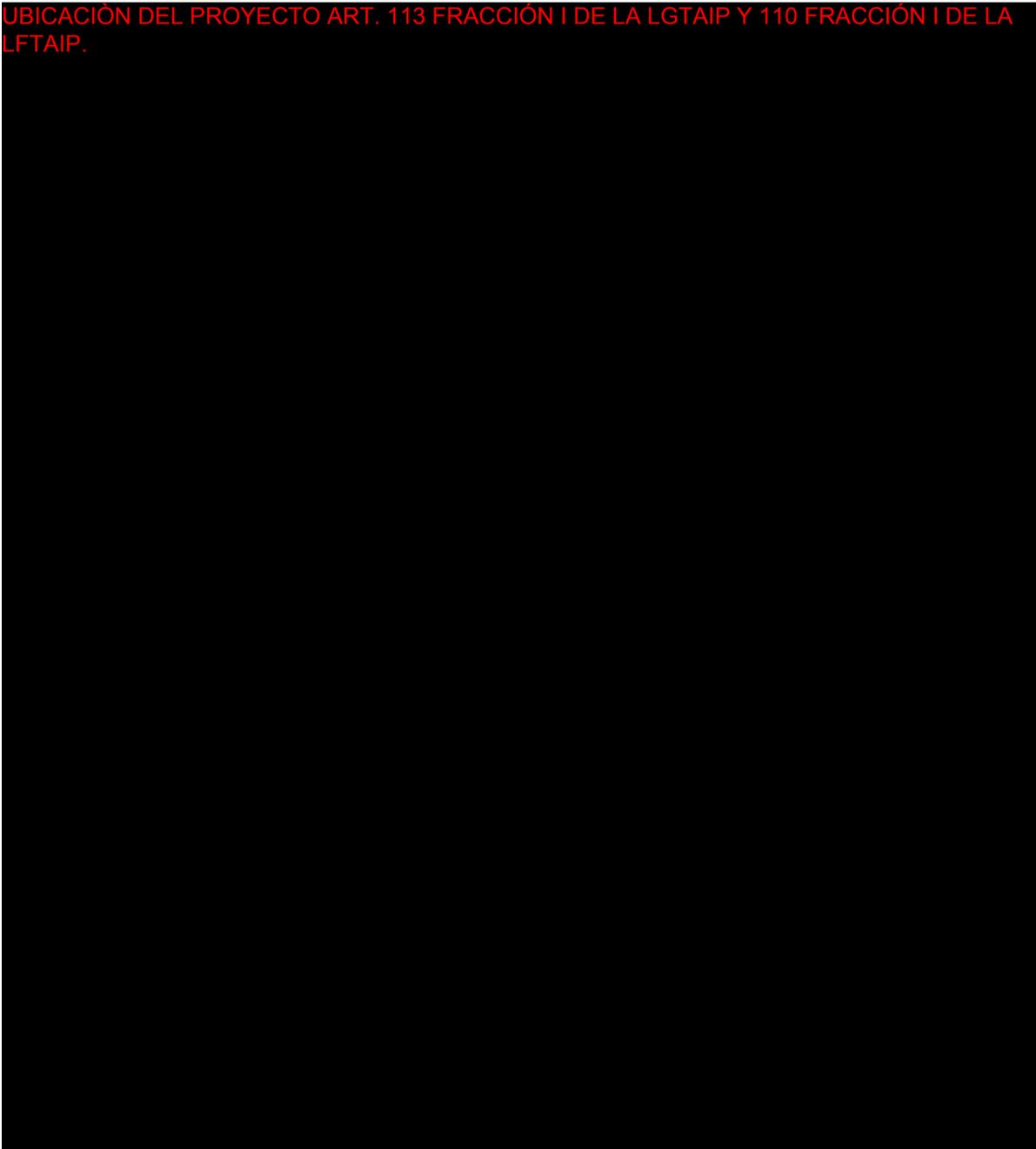


Figura 5.23. Origen geológico de la superficie del SA, el área de influencia y la superficie del proyecto.

Clase de roca

Depósito reciente Híbrida Metamórfica
Extrusiva Intrusiva Sedimentaria

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

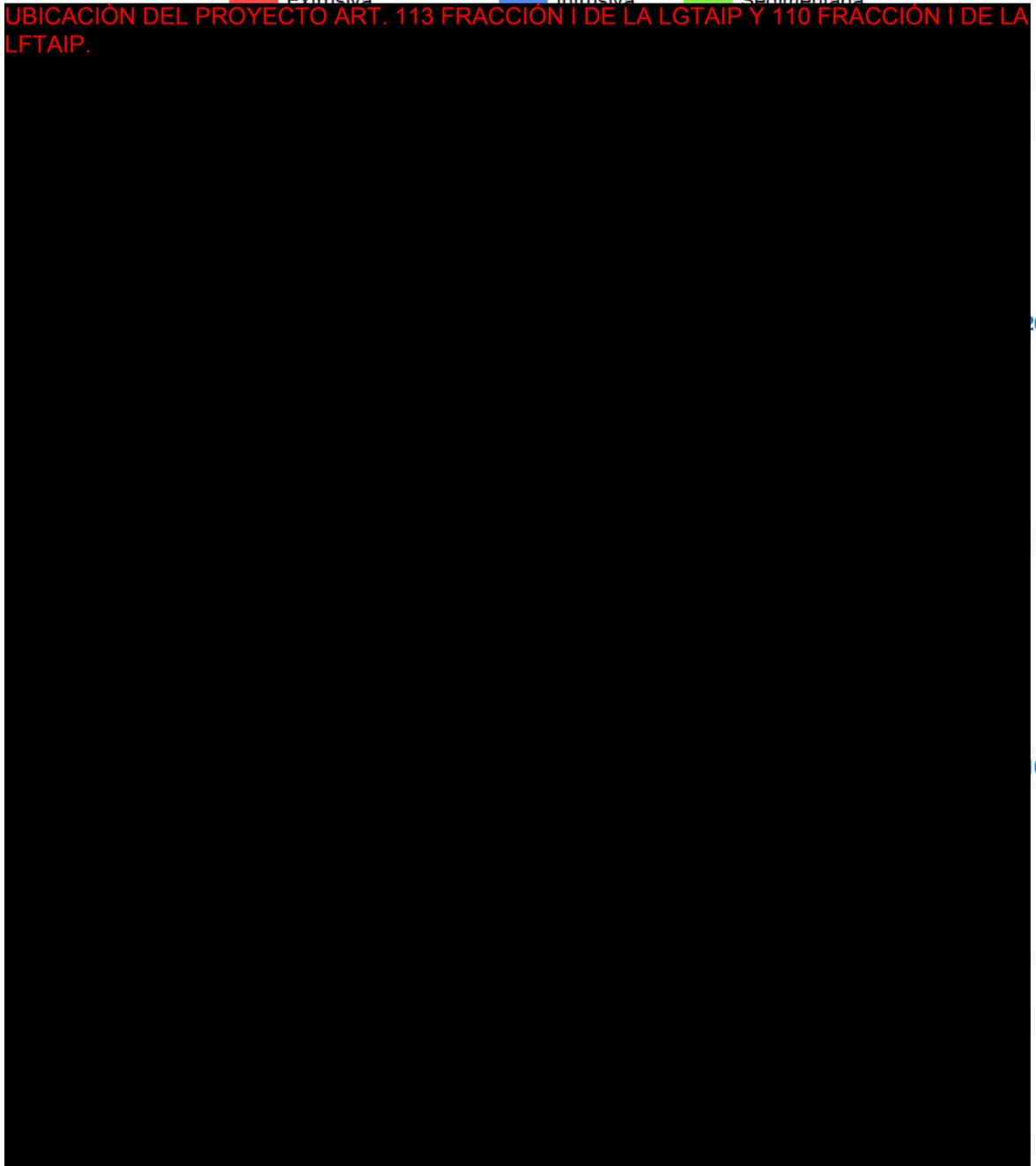


Figura 5.24. Clases de roca presentes en el SA, el área de influencia y el proyecto.

Riesgo sísmico

 Muy alto  Alto  Mediano  Bajo

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

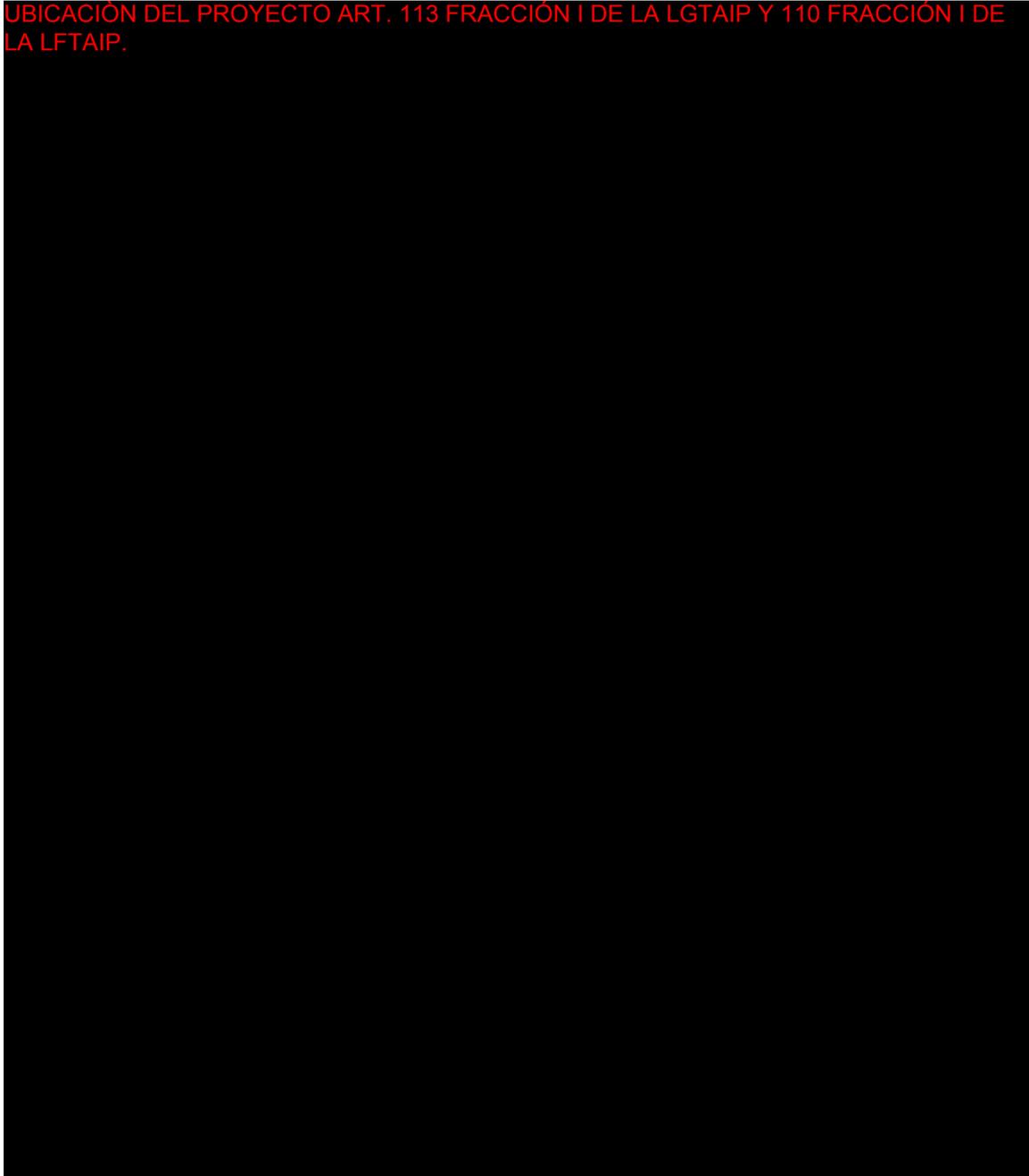


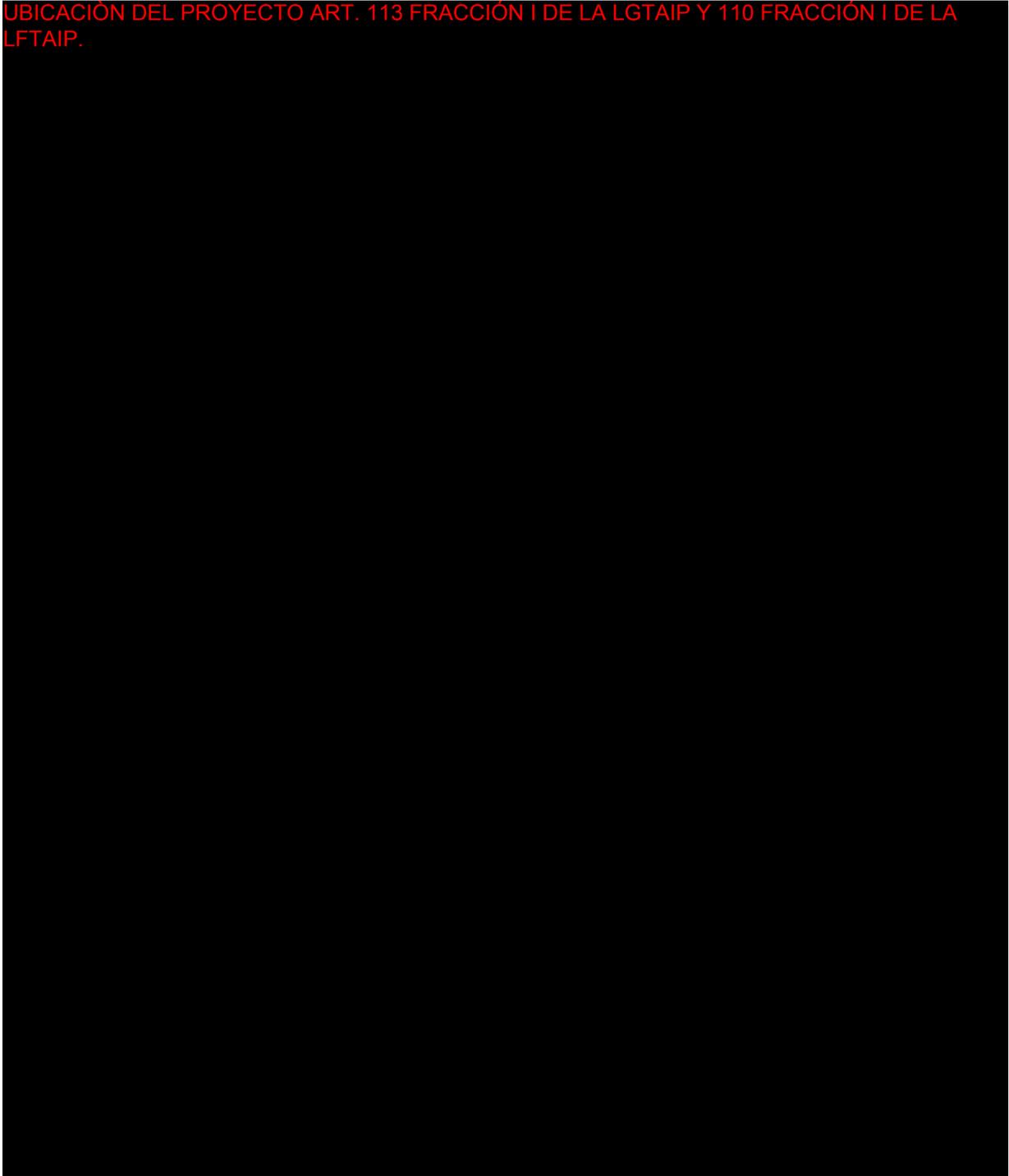
Figura 5.25. Clasificación de riesgo sísmico para la superficie del SA, el área de influencia y el proyecto.



Geología estructural

— Fractura

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



5.3.3.5. Hidrología.

El presente proyecto, el área de influencia y su SA se ubican dentro de la **Región Hidrológica**: "RH32 Yucatan Norte" (Figura 5.27). A su vez el área de influencia, el proyecto y el SA se ubican en la **Cuenca Hidrológica**: RH32A: "Quintana Roo" (Figura 5.28). En lo que respecta a las **Subcuencas hidrológicas** el SA, el área de influencia y el área del proyecto se encuentran en: RH32a, "Quintana Roo", (Figura 5.29). Las **microcuencas** correspondientes al área de influencia y el SA es la denominada "Joaquín Zetina Gasca", esto se puede observar en la Figura 5.30.

Regiones hidrológicas

 RH32 Yucatán Norte

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

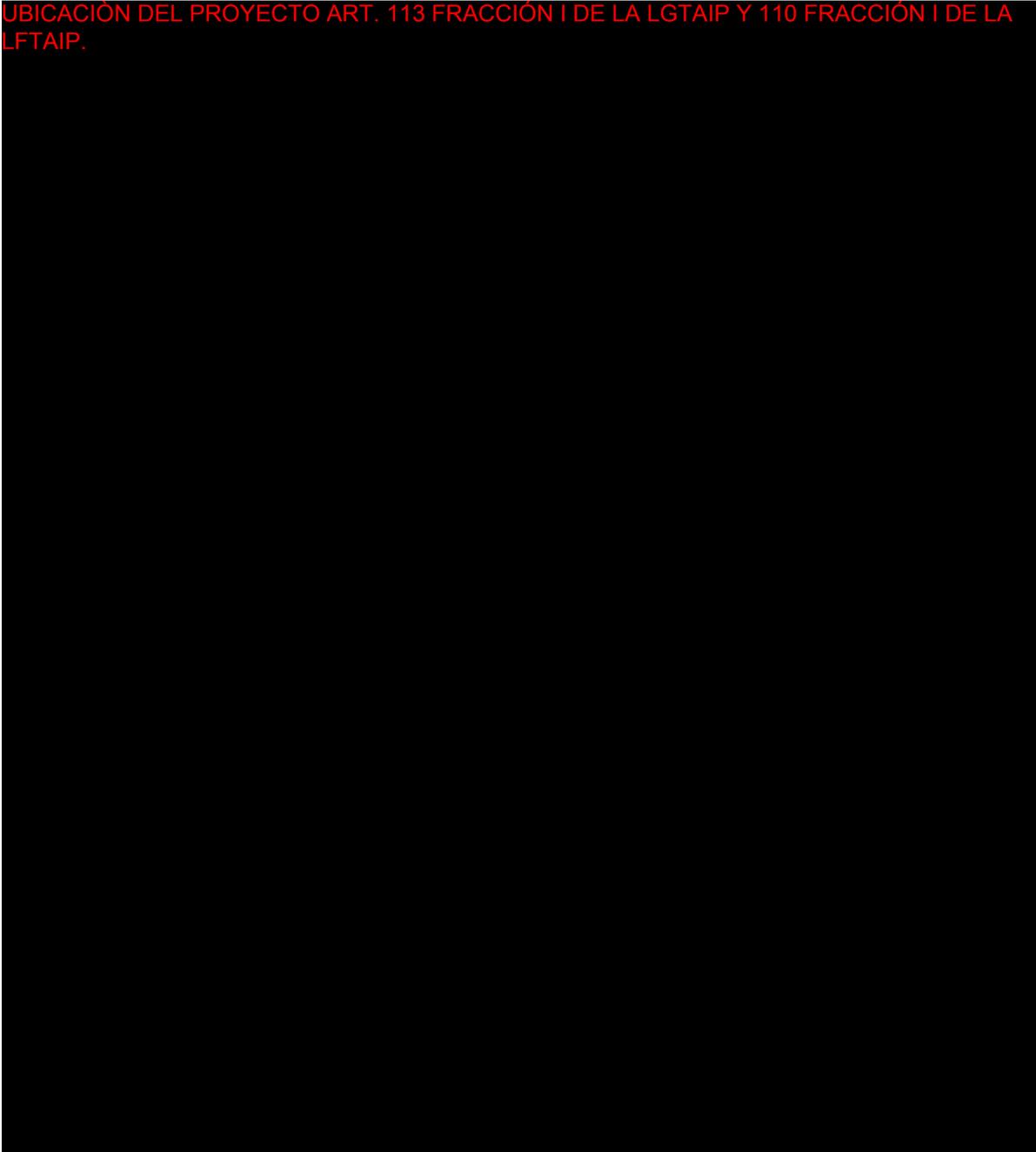


Figura 5.27. Región hidrológica en la que se ubica la superficie del proyecto, el área de influencia y el SA.

Cuencas hidrológicas

RH32A Quintana Roo

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

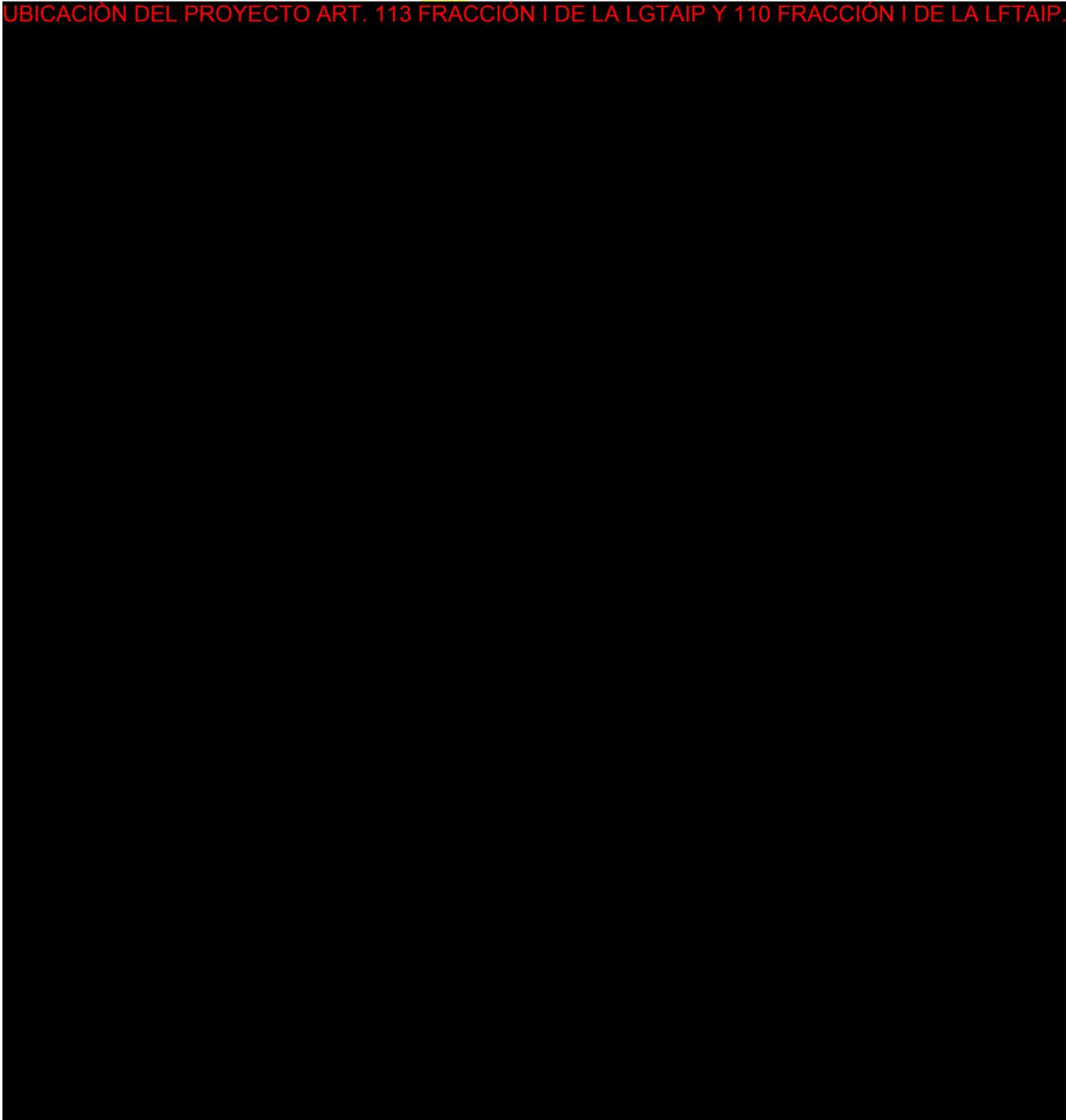


Figura 5.28. Cuenca hidrológica en la que se ubica la superficie del proyecto, el área de influencia y el SA.

Subcuencas hidrológicas

 RH32Aa Quintana Roo

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

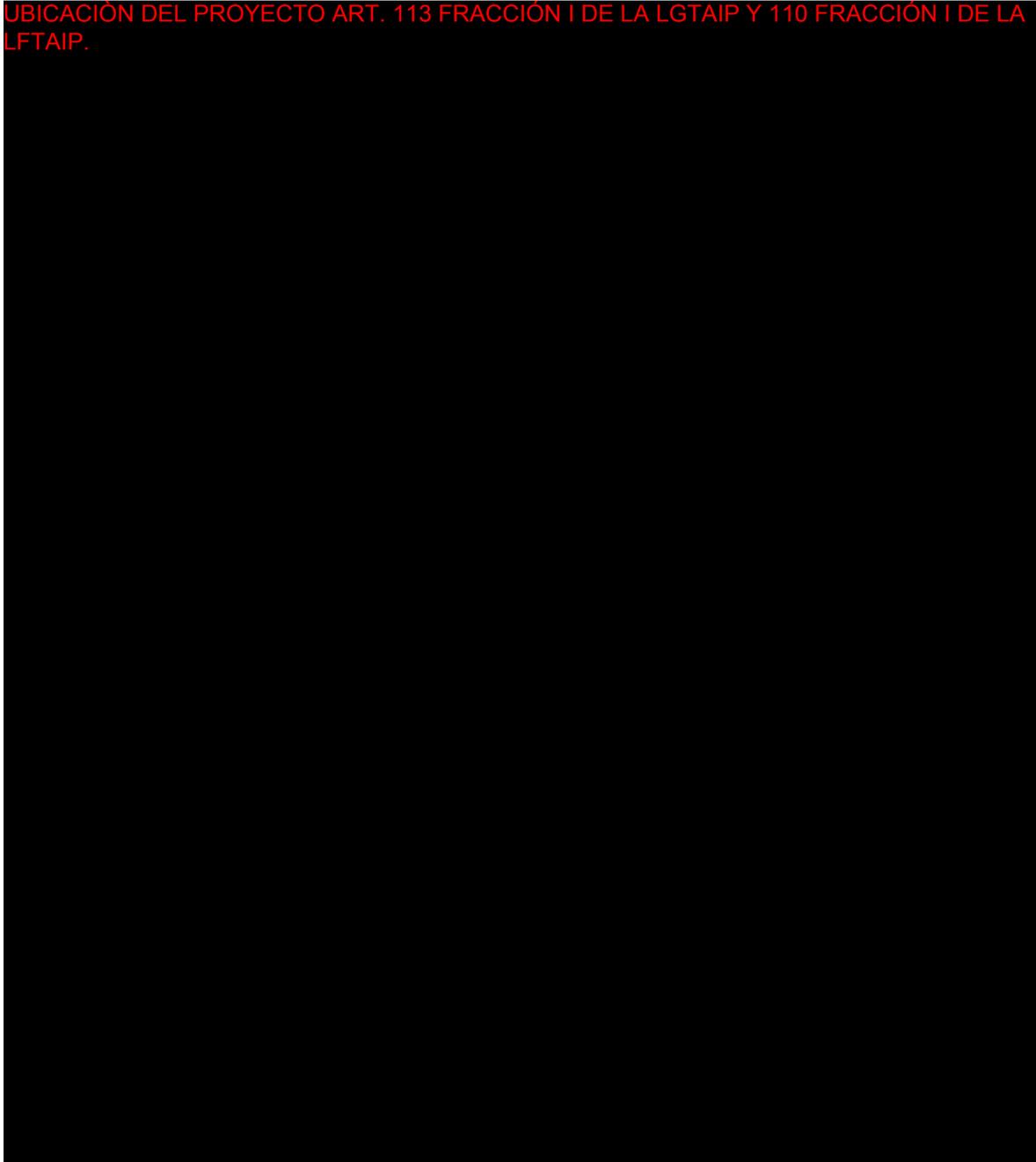


Figura 5.29. Subcuenca hidrológica en la que se ubica la superficie del proyecto, el área de influencia y el SA.

Microcuencas

 Cancún  Joaquín Zetina Gasca

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

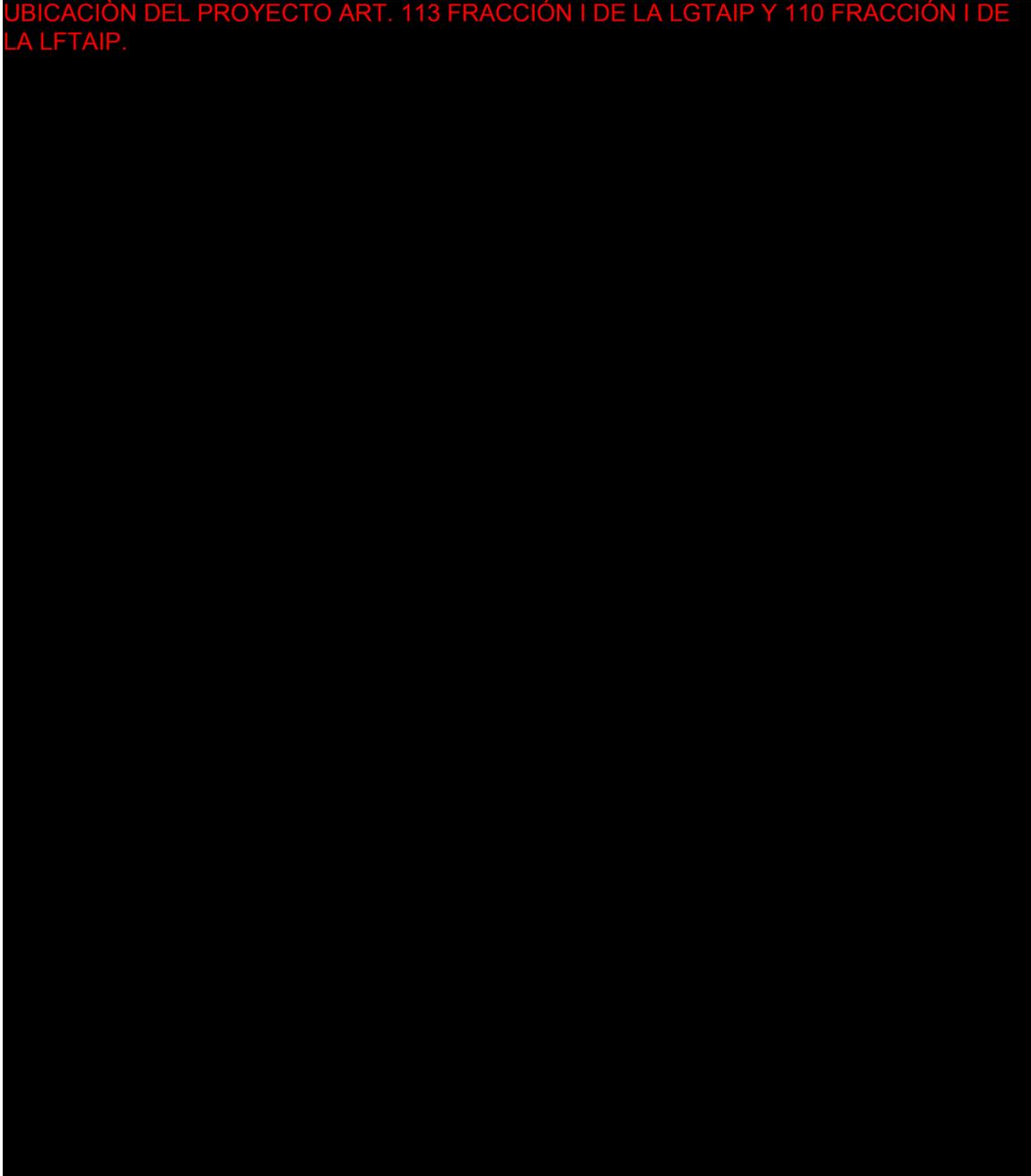


Figura 5.30. Microcuencas hidrológicas en la que se ubica la superficie del proyecto, el área de influencia y el SA.

La superficie del área de influencia, el proyecto y toda superficie del SA se ubica sobre el **Acuífero** "Península de Yucatán" (Figura 5.31).

Así mismo el área de influencia, la superficie del proyecto, así como el SA se encuentran dentro de un área de **Veda de acuíferos**, dictaminada por la CONAGUA (Comisión Nacional del Agua); lo anterior puede observarse en la Figura 5.32.

En lo que respecta a **Áreas de concentración de pozos** el SA, el área de influencia y la totalidad del área del proyecto se encuentra fuera de esta zona. Lo anterior se aprecia en la Figura 5.33.

Por otra parte, en la mayor parte de la superficie del SA, el área de influencia y en la totalidad del área del proyecto las **unidades geohidrológicas** que se presentan son las clasificadas como "*Material consolidado con posibilidades altas*" y en menor parte para el SA se presenta "*Material no consolidado con posibilidades bajas*" (Figura 5.34).

El **escurrimiento medio anual** en el SA y en el área de influencia se presenta en rango de valores de <0mm, así como en la totalidad del área del proyecto (Figura 5.35).

De acuerdo con la clasificación de arroyos del **método de Strahler**, no se presenta alguno dentro del SA, área de influencia y en la superficie del proyecto (Figura 5.36).

Acuíferos

Península De Yucatan

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

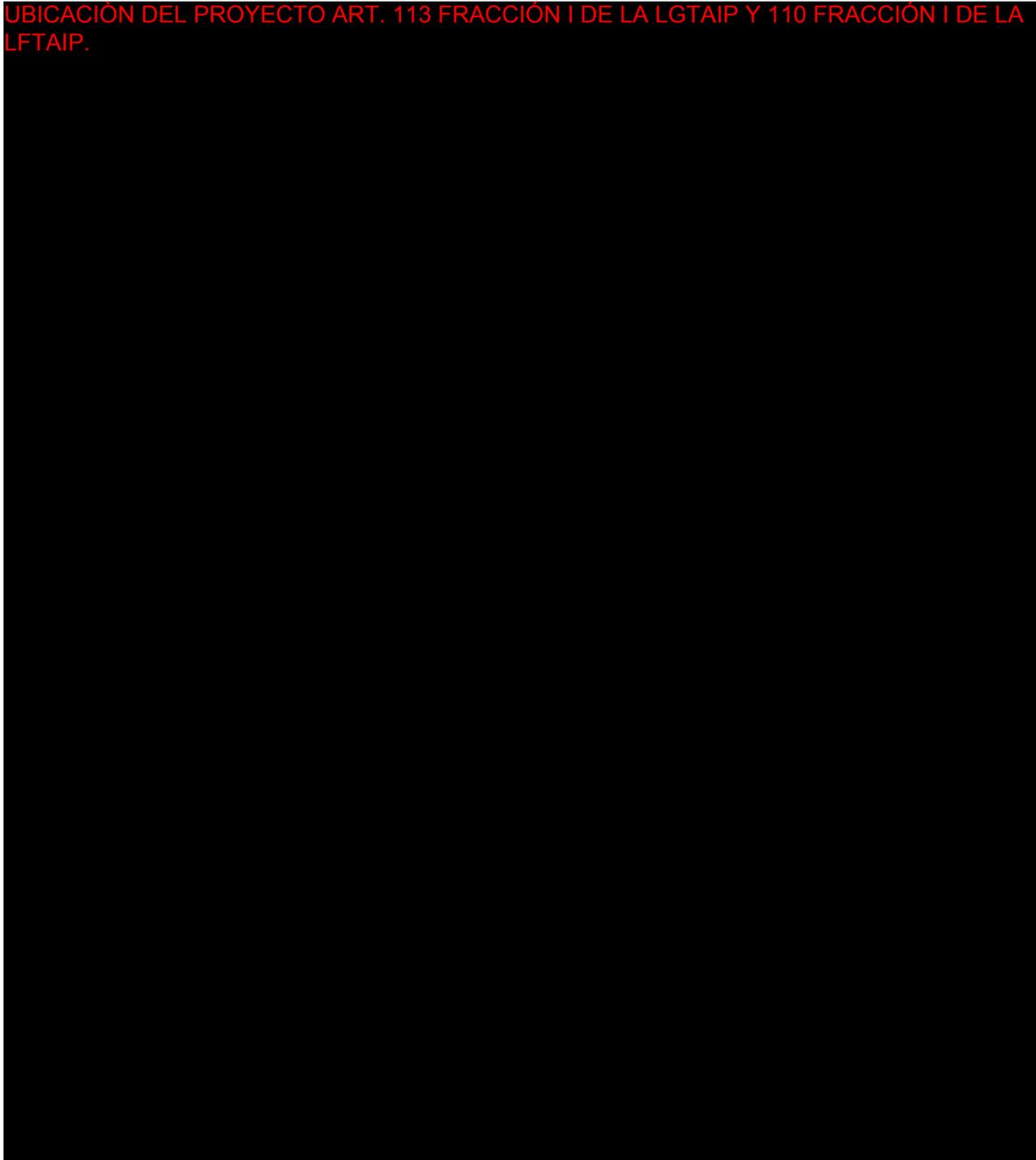


Figura 5.31. Acuíferos en los que se ubica la superficie del Sistema Ambiental, el proyecto y su área de influencia.

Área de veda de acuíferos

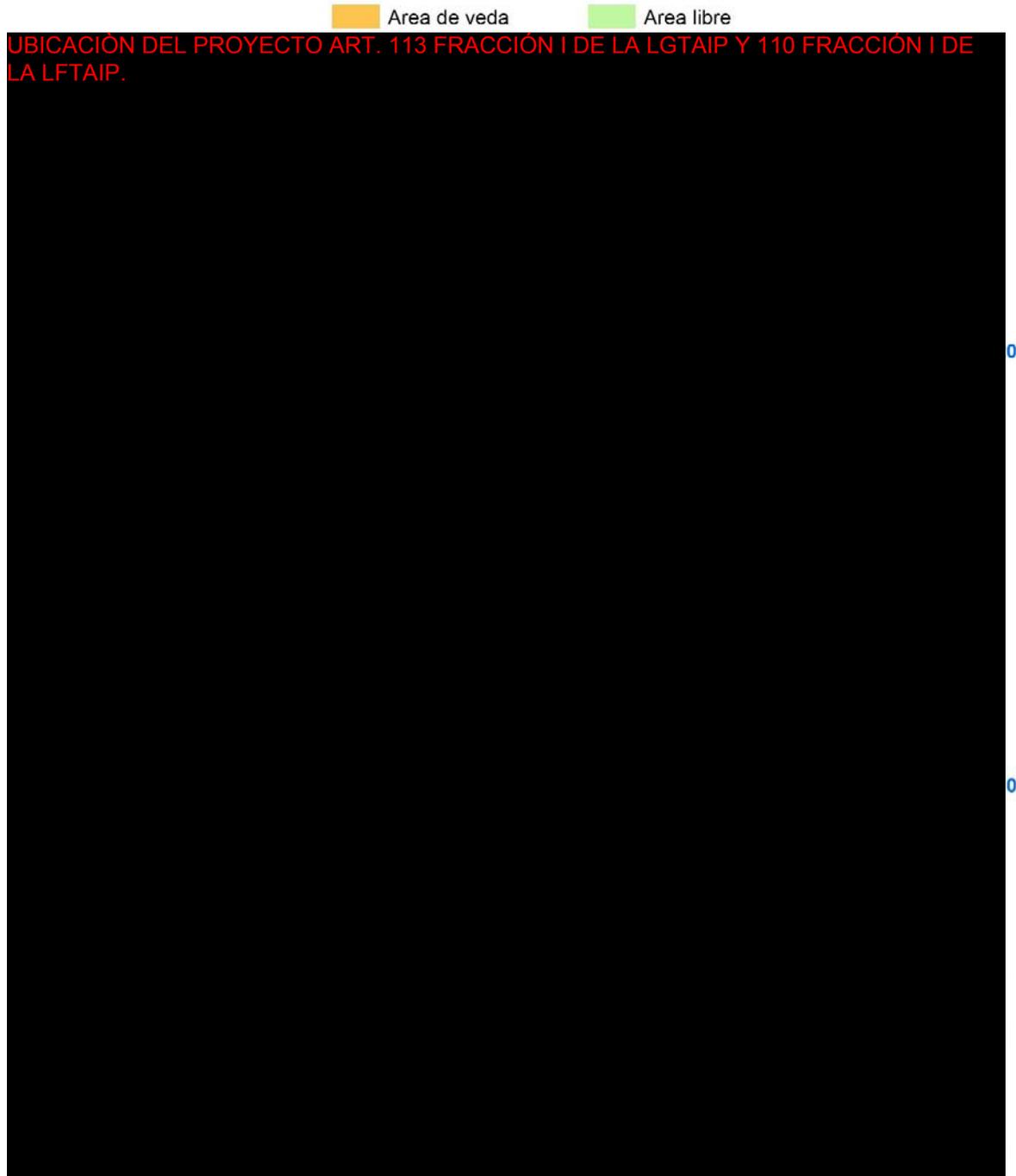


Figura 5.32. Ubicación del SA dentro de una zona de veda dictaminada por la CONAGUA.

Área de concentración de pozos

 Concentración de pozos (Ninguna en los alrededores)

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

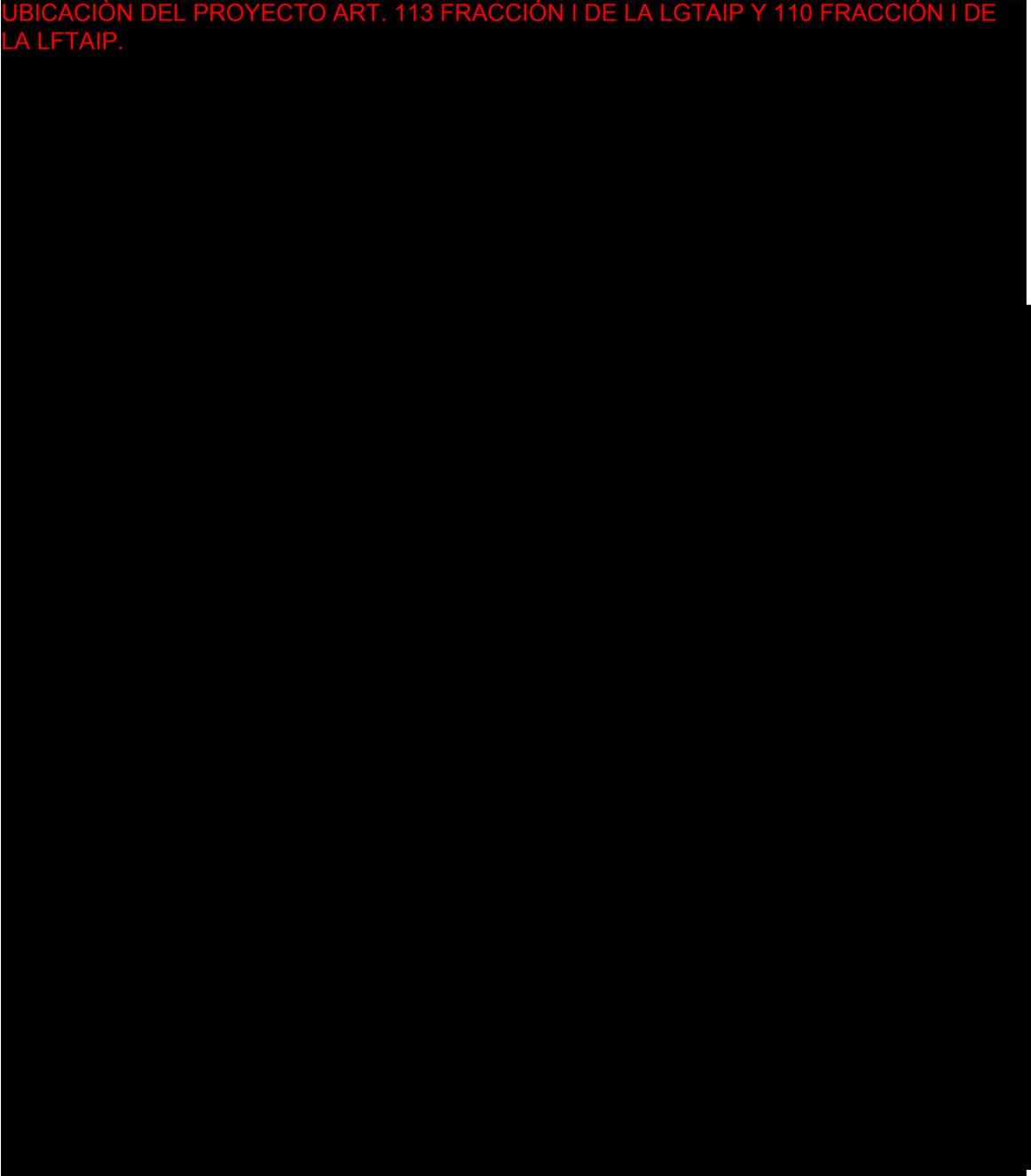


Figura 5.33. Áreas de concentración de pozos en SA, área del proyecto y su área de influencia.

Unidades geohidrológicas

Material no consolidado

Material consolidado

Pesibilidades bajas

Pesibilidades altas

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

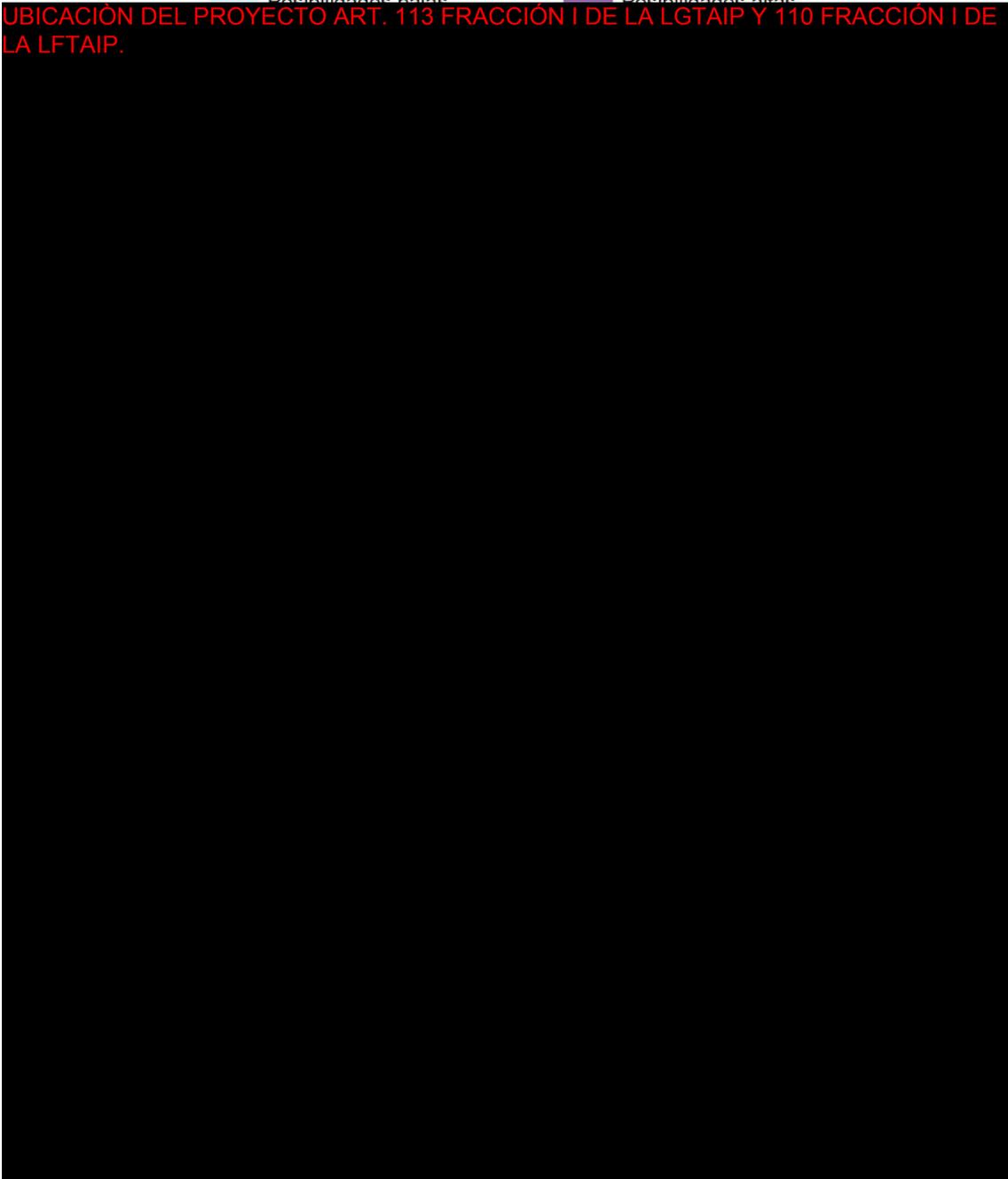


Figura 5.341. Ubicación del proyecto, el área de influencia y el SA respecto a las unidades geohidrológicas.

Escurrimiento medio anual

 <0mm.

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

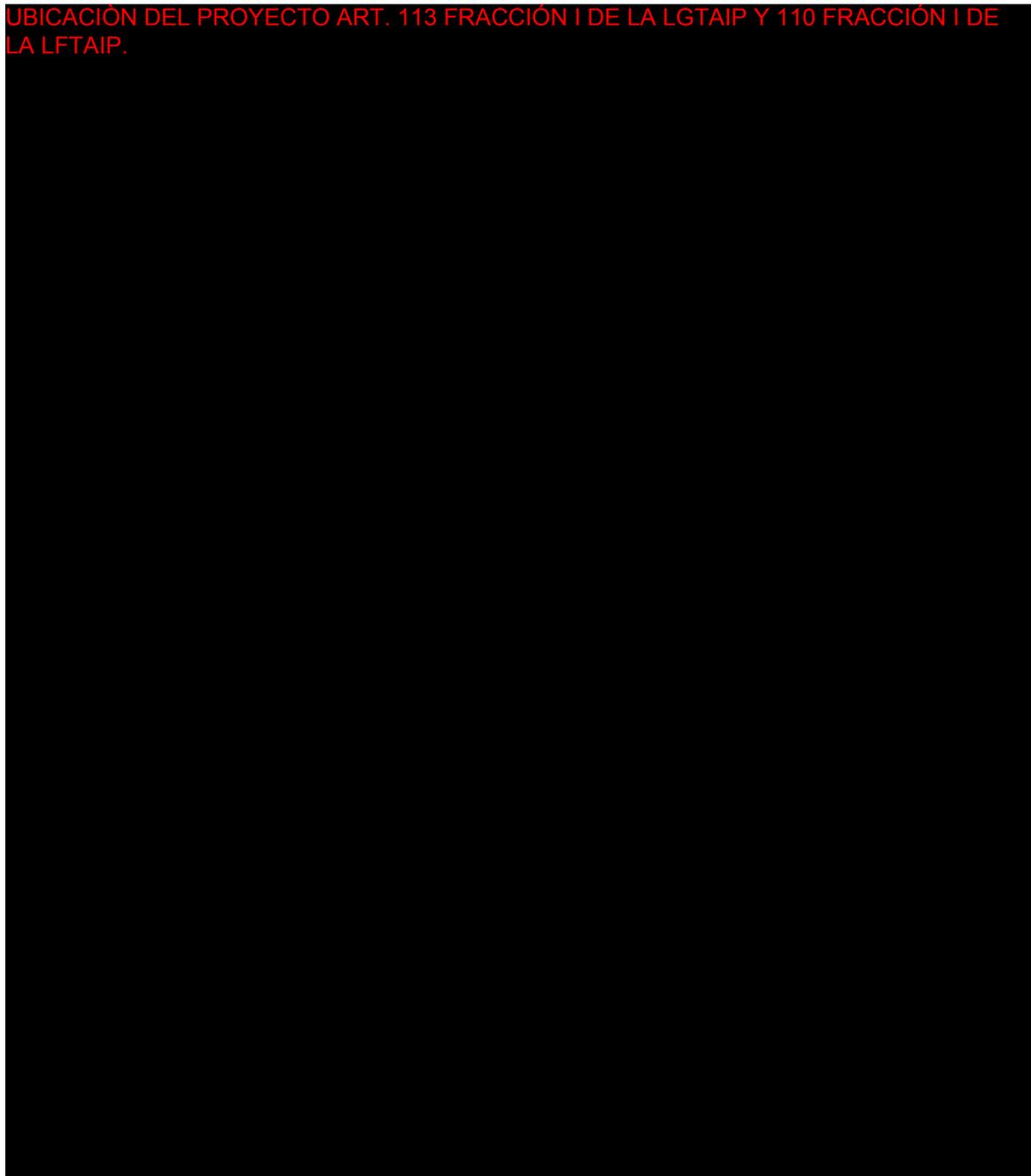


Figura 5.35. Rangos de escurrimiento medio anual en la superficie del proyecto, el área de influencia y el SA.

Magnitud de orden de los escurrimientos

Sin Escurrimientos

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

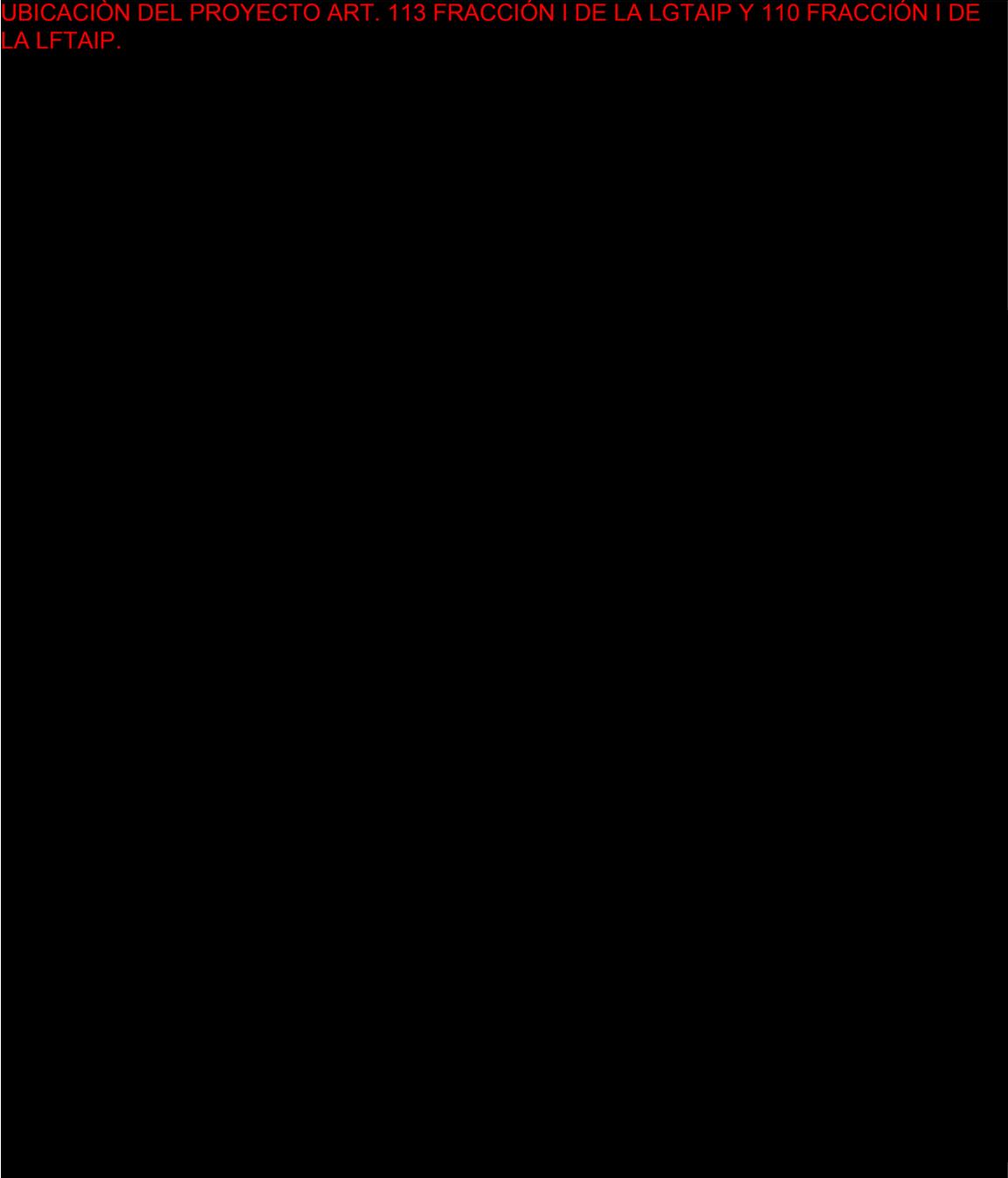


Figura 5.36. Magnitud de orden de los escurrimientos en el SA.

En la Figura 5.37 se muestra la hidrología superficial presente en el área del proyecto, área de influencia y el SA.

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

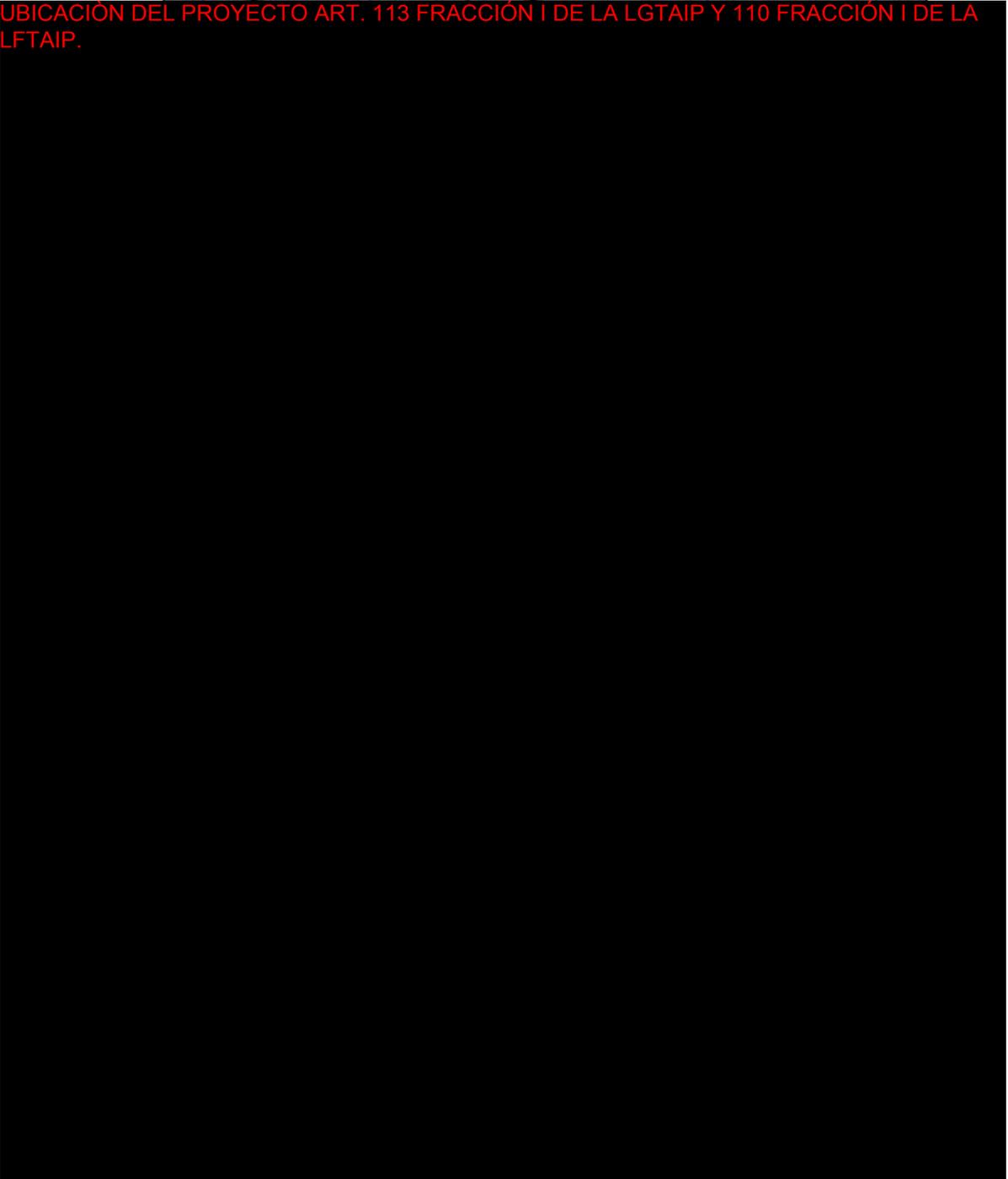


Figura 5.37. Escurrimientos presentes en la superficie del proyecto, área de influencia y el SA.

5.3.3.6. Características climáticas.

La caracterización climática se realizó utilizando la metodología de Wladimir Köppen modificada por Enriqueta García para la República Mexicana (1973). A continuación, se presenta una breve descripción de los climas registrados en el Sistema Ambiental (SA) como en el área de influencia y en el área del proyecto que corresponden a **Awo(x')** mientras que en el resto del SA se presenta **Aw1(x')** (Tabla 5.9 y Figura 5.38).

Tabla 5.9. Principales tipos de climas presentes en el SA.

Clima	Descripción
Aw1(x')	Cálido subhúmedo, temperatura media anual mayor de 22°C y temperatura del mes más frío mayor de 18°C, precipitación media anual de 500 a 2,500 mm y precipitación del mes más seco entre 0 y 60 mm; lluvias de verano mayores al 10.2% anual.
Awo(x')	Cálido subhúmedo, temperatura media anual mayor de 22°C y temperatura del mes más frío mayor de 18°C, precipitación media anual de 500 a 2,500 mm y precipitación del mes más seco entre 0 y 60 mm; lluvias de verano del 5 al 10.2% anual.

Climas

 Aw1(x') Calido subhumedo, lluvias de verano mayores al 10.2% anual

 Aw0(x') Calido subhumedo, lluvias de verano del 5 al 10.2% anual

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

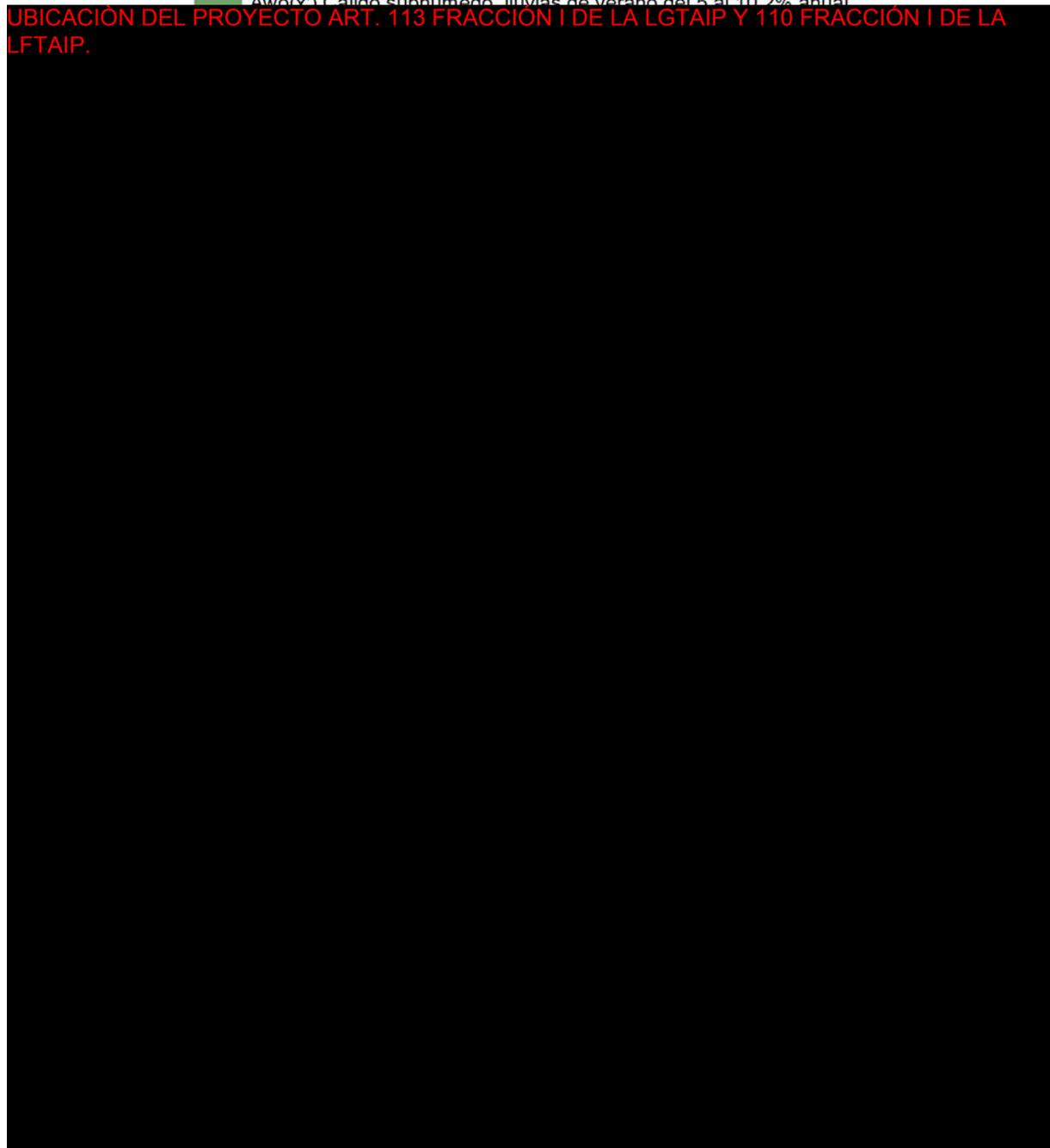


Figura 5.38. Tipos de climas presentes en el proyecto, área de influencia y el SA.

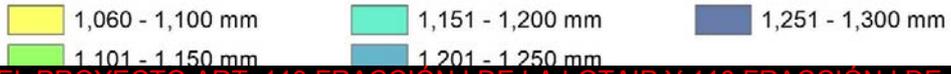
Según el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) el área del proyecto, el área de influencia y la mayor superficie del SA, cuenta con valores de **Isoyetas totales anuales** que va de los 1101 a 1150mm (milímetros) y en el resto del SA se presentan valores de 1060 a 1100 como puede observarse en la Figura 5.39

El **régimen de lluvias** que se presenta en la superficie del SA tanto como en el área de influencia y en la superficie del proyecto es de tipo "*De verano con alto porcentaje de precipitación invernal (PI >10.2%)*" (Figura 5.40).

Por otro lado, la superficie del SA, así como en el área de influencia y en la superficie del proyecto presenta un valor de **meses con humedad en el suelo**, correspondientes a 5 meses y el resto del SA presenta un valor de 4 meses. Lo anterior se observa en la Figura 5.41 para una mayor ilustración.

Según el INEGI, la totalidad del SA, el proyecto y el área de influencia se encuentra en el rango de **Isotermas** entre 24 a 26°C (Celsius). Lo anterior se observa en la Figura 5.42.

Isoyetas totales anuales



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

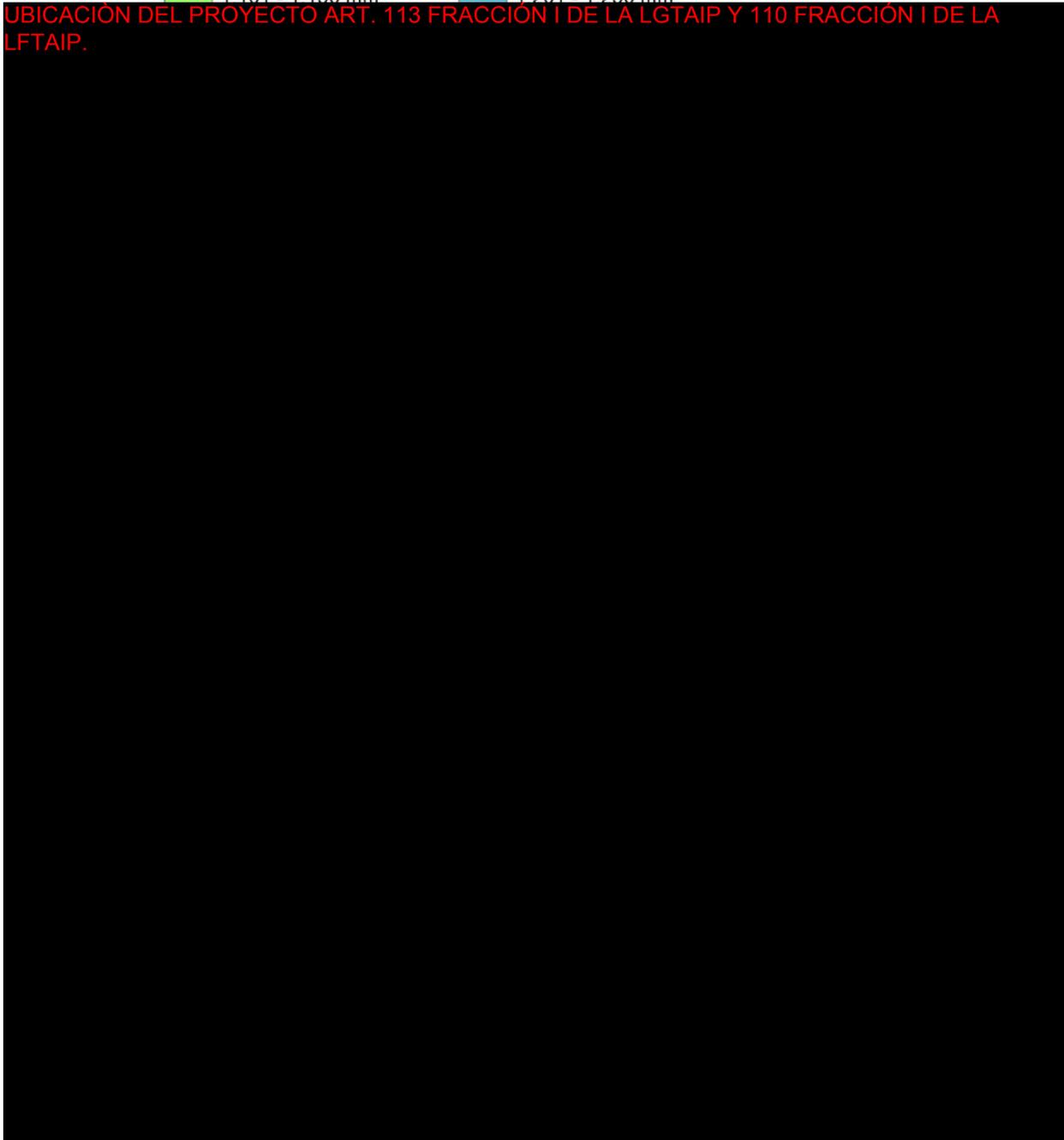


Figura 5.39. Precipitación total anual presente en el proyecto, el área de influencia y su SA.

Régimen de las lluvias

De verano con alto porcentaje de precipitación invernal (PI>10.2%)

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

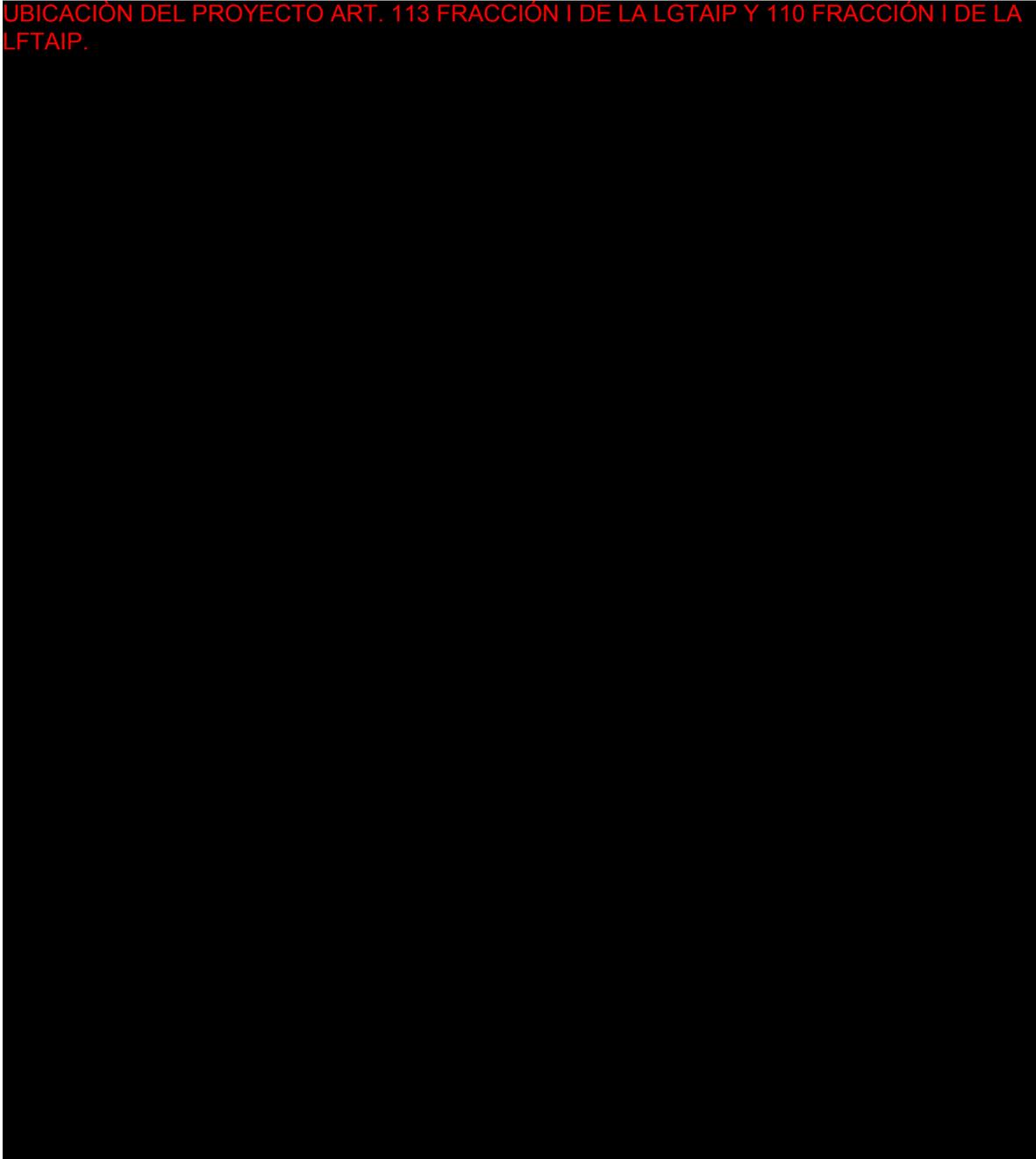


Figura 5.40. Régimen de lluvia presente en la superficie del proyecto, el área de influencia y su SA.

Meses con humedad en el suelo

3 meses 4 meses 5 meses 6 meses



Figura 5.41. Presencia de humedad en el suelo por meses en la superficie del proyecto, el área de influencia y su SA.

Isotermas medias anuales

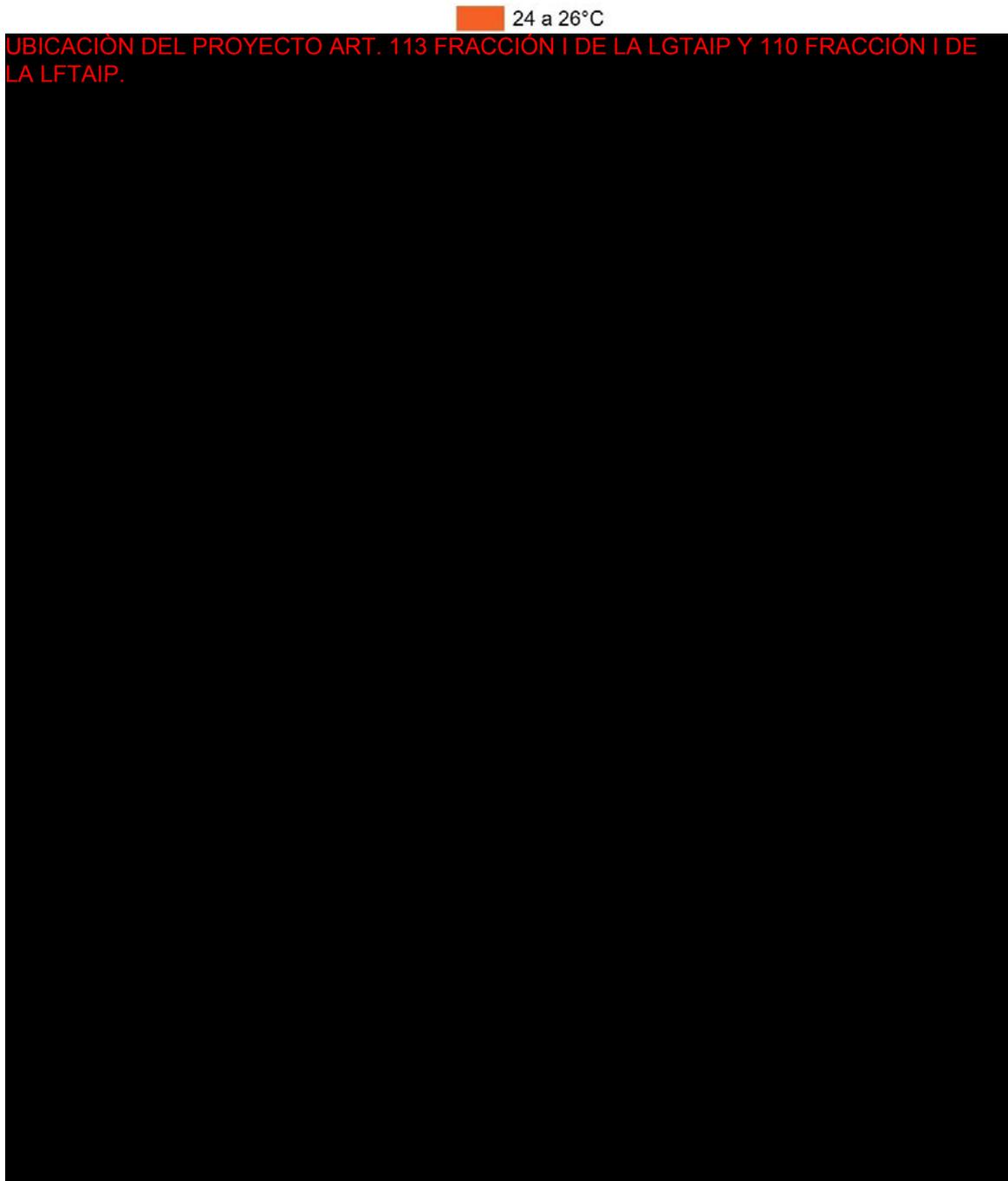


Figura 5.42. Isotermas en el área del proyecto, el área de influencia y su SA.



Fenómenos climatológicos.

El país se divide en cuatro zonas que representan bandas de velocidad máxima de viento que ocurren en promedio una vez cada 50 años. De acuerdo con esta zonificación eólica de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), para las superficies del predio tanto como en el área de influencia y la totalidad del SA se localizan en una zona de vientos máximos en un rango de 130 a 160 km/h (kilómetros por hora), tal y como puede apreciarse en la Figura 5.43.

Zonificación de vientos máximos CFE

■ 100 a 130 Km/h ■ 130 a 160 Km/h ■ 160 a 190 Km/h ■ 190 a 220 Km/h

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

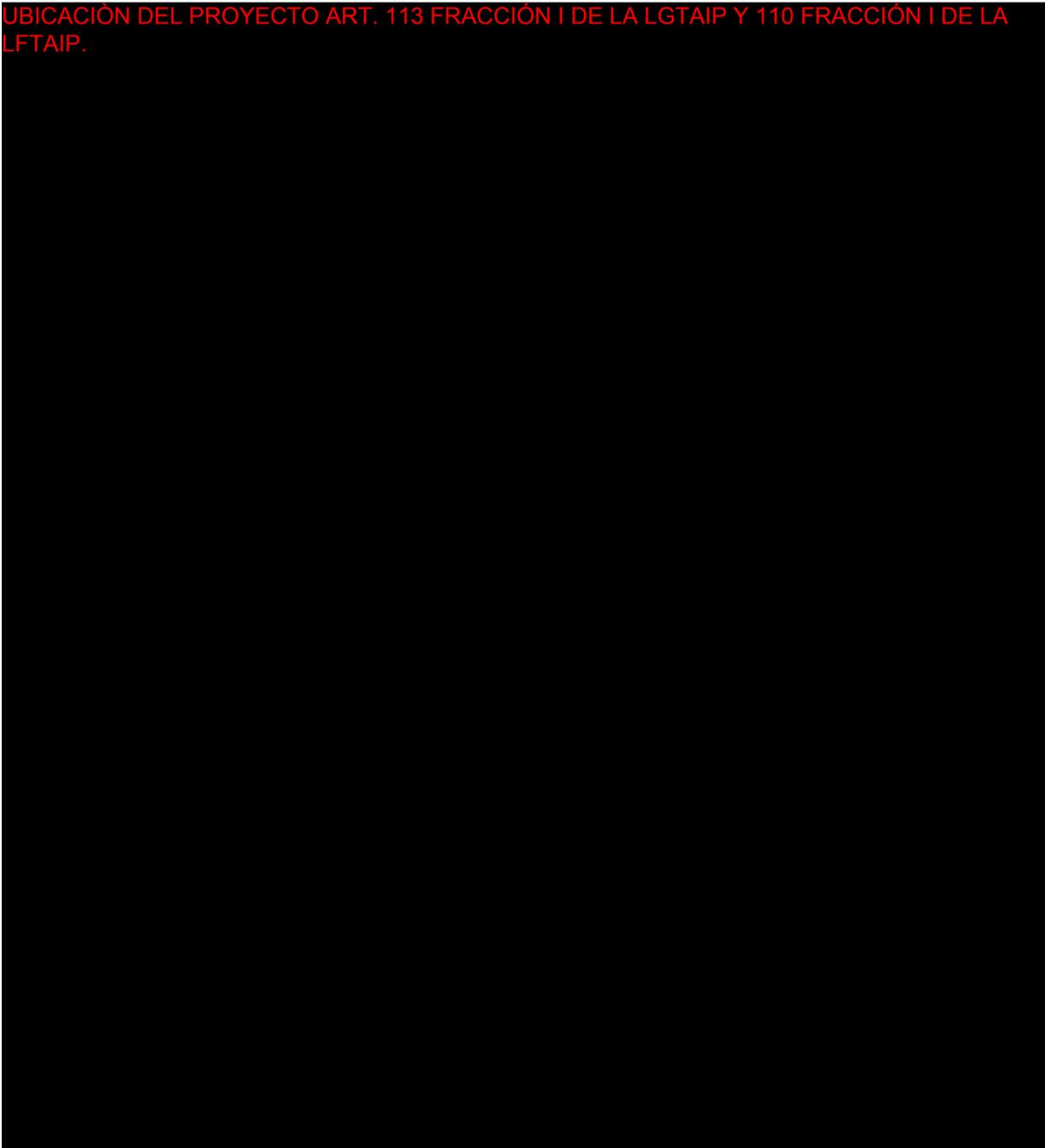


Figura 5.43. Ubicación del proyecto, el área de influencia y el SA de acuerdo con la zonificación de vientos máximos.

5.4. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS.

Para la determinación de los riesgos ambientales que pudieran presentarse dentro de las instalaciones de la empresa se utilizaron los siguientes métodos de análisis de riesgos:

- Matriz de Identificación de Riesgos Potenciales (MIRP).
- Análisis de Riesgo y Operabilidad (HAZOP).

5.4.1. Identificación de peligros y jerarquización de escenarios de riesgo.

5.4.1.1. Análisis preliminar de peligros.

Matriz de Identificación de Riesgos Potenciales (MIRP).

En este método se utiliza una matriz en la cual se identifican los riesgos potenciales presentes en la operación de la empresa; clasificándolas por áreas o procesos que representan al eje horizontal de la matriz, mientras que el eje vertical representa un inventario o listado de potencialidades de riesgo agrupado por:

- Fuego.
- Explosión.
- Escape de material tóxico.
- Radiación.
- Ambiental.

Cabe señalar que, como metodología de identificación de riesgos, es una herramienta útil y de fácil acceso que permite caracterizar de manera general los principales riesgos potenciales a manera de lista de verificación (check list).

Para el proyecto se verificaron los procesos mediante la aplicación de una matriz de identificación de condiciones que pueden derivar en situaciones de riesgo, se construyó una matriz para la operación de la terminal de carga. A continuación, se presenta la Matriz de Identificación de Riesgos Potenciales:

Tabla 5.10. Matriz de Identificación de Riesgos Potenciales.

Riesgo	Manejo de Gas Natural.
FUEGO	
Flamables en proceso o atmósfera	Terminal de Descarga de Gas Natural
Combustión en el proceso	
Materiales pirofóricos	
Eléctrico (corto circuito)	
EXPLOSIÓN	
Ruptura física (Sobrepresión en recipientes o tuberías)	Terminal de Descarga de Gas Natural
Ruptura mecánica	Ruptura en válvulas.
Mezclas flamables en lugares cerrados	
Mezclas flamables de gran tamaño en la atmósfera	Terminal de Descarga de Gas Natural
a) Explosión de nube de vapor no confinado	Terminal de Descarga de Gas Natural
b) Explosión de líquido hirviendo y vapor en expansión	
Descomposiciones violentas	
Reacciones autoacelerantes	
Otras reacciones exotérmicas	
Detonación de material condensado	
Polvos o rocíos en la atmósfera	
ESCAPE DE MATERIAL TÓXICO	
Compuestos tóxicos	
Compuestos carcinogénicos y mutagénicos	
Material asfixiante	Terminal de Descarga de Gas Natural
Material corrosivo	
RADIACIÓN	
Térmica (calor o frío)	
Electromagnética	
Nuclear	
AMBIENTAL	
Ruidos	
Olores	
Aguas residuales	
Descargas atmosféricas	Gases de combustión
Generación de residuos industriales	Terminal de descarga de Gas Natural

5.4.1.2. Antecedentes de accidentes e incidentes de proyectos similares.

Si bien no pudieron ser localizados accidentes recientes ocurridos específicamente en instalaciones de este tipo, de la investigación que se realizó vía internet, se encontraron notas periodísticas de accidentes que involucran el manejo de gas



natural. En la siguiente tabla se presenta un compilado de los antecedentes de accidentes e incidentes relacionados:

Tabla 5.11. Antecedentes de Accidentes e Incidentes.

No.	Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancia involucrada	Evento o Causa del Accidente o Incidente	Nivel de afectación (personal, medio ambiente, otros)	Acciones realizadas para su atención
1	12 de agosto de 2015.	García, Nuevo León, México.	Gasoducto.	Gas Natural.	Se suscitó una explosión e incendio en el gasoducto Escobedo-Santa Catarina, sin determinar la causa, se comenzó un análisis técnico y científico riguroso sobre las causas y daños producidos por el accidente para determinar las acciones que correspondan en materia de seguridad industrial y operativa. ¹	Se confirmó el fallecimiento de cuatro trabajadores de la empresa particular que realizaba labores en la zona.	El incidente fue atendido por el equipo de Protección Civil del estado y la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (Profepa), así como por bomberos municipales, estatales y voluntarios de la Terminal de Abastecimiento y Reparto Santa Catarina de Pemex.
2	7 de marzo de 2018.	León, Guanajuato, México.	Gasoducto.	Gas Natural.	Explosión en un ducto de gas en el Boulevard Timoteo Lozano, en la colonia Portales de San Sebastián, en León, Guanajuato. El accidente ocurrió cuando se realizaban trabajos de repavimentación y una máquina retroexcavadora perforó el ducto por error, lo que ocasionó la explosión. ²	El fuego alcanzó más de cinco metros de altura. Se tuvo un desalojo de ocho viviendas por el incidente en el perímetro y se desalojaron dos escuelas, dos primarias. Tres personas resultaron heridas	Al lugar llegaron elementos de Protección Civil y bomberos de León, quienes después de rescatar a los lesionados, cerraron las válvulas de conducción para controlar el siniestro. Los equipos de emergencia trabajaron durante dos horas para controlaron el fuego y esperaron para que el combustible almacenado en el ducto se consumiera en su totalidad.

¹ Fuente: Excélsior.

² Fuente: Noticieros Televisa: <https://noticieros.televisa.com/ultimas-noticias/explosion-gas-deja-tres-lesionados-leon-guanajuato/>

No.	Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancia involucrada	Evento o Causa del Accidente o Incidente	Nivel de afectación (personal, medio ambiente, otros)	Acciones realizadas para su atención
3	25 de febrero de 2021.	Pénjamo, Guanajuato.	Gasoducto.	Gas Natural	Una fuga de gas en ducto de Pemex. Hasta el momento se desconocen las causas que originaron la fuga. ³	Como medida preventiva, Guardia Nacional y SEDENA acordonaron el perímetro y Protección Civil cerró los caminos vecinales para garantizar la seguridad de la población. Se informó que solamente fueron evacuadas 30 personas de la comunidad de Los Olivos.	Para acelerar los trabajos de contención, Pemex decidió incendiar de manera controlada la fuga del combustible para que se consumiera lo antes posible y se iniciaran los trabajos de reparación del ducto.
4	20 de abril de 2021.	Coatzacoalcos, Veracruz.	Complejo Petroquímico.	Gas Natural	El accidente se registró en una línea de gas natural de alta presión, la cual se incendió en el interior de la planta. ⁴	Como medida preventiva, al menos 200 personas fueron evacuadas de la planta y de zonas aledañas.	Personal Contra incendios de Pemex y bomberos municipales acudieron a sofocar las llamas y el incendio se controló.

³ Fuente: Televisa News: <https://noticieros.televisa.com/ultimas-noticias/fuga-gas-ducto-pemex-movilizacion-penjamo-guanajuato/>

⁴ Fuente: El Universal: <https://www.eluniversal.com.mx/estados/reportan-incendio-en-complejo-petroquimico-pajaritos-en-veracruz>

No.	Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancia involucrada	Evento o Causa del Accidente o Incidente	Nivel de afectación (personal, medio ambiente, otros)	Acciones realizadas para su atención
5	2 de julio de 2021.	Golfo de México (aguas de la costa suroriental del Estado de Campeche).	Línea (gasoducto) submarina.	Gas Natural	Ruptura de una línea submarina de gas que provocó un incendio en el mar (ojo de fuego), propiedad de la compañía Pemex. ⁵	Las llamas salieron a la superficie por el estallido en las profundidades marinas donde se sitúa el ducto de Pemex, a poco menos de 150 metros de una plataforma de perforación y el complejo petrolero Ku Maloob Zaap.	Se procedió al cierre de válvulas de interconexión en el ducto, extinguiéndose el fuego y la emanación de gas, quedando concluida la contingencia. El incendio pudo controlarse gracias a que la tripulación de la compañía "utilizó nitrógeno" sobre el oleoducto. Pemex aseguró que se restablecieron "las condiciones normales de operación" y que "no se reportaron lesionados ni evacuados", añadiendo que realizaría una investigación para analizar la causa del incidente.

⁵ Fuente: France 24: <https://www.france24.com/es/medio-ambiente/20210703-medio-ambiente-golfo-mexico-fuga-gasoducto-pemex>

5.4.1.3. Identificación de peligros y de escenarios de riesgo.

Para realizar la identificación de los riesgos potenciales se seleccionó la metodología HAZOP ("HAZard and OPerability"), conocida también como Análisis de Operabilidad y Riesgos de los Procesos, la cual es una técnica que involucra la investigación de desviaciones del diseño o propósito de un proceso.

La técnica de Análisis de Operabilidad y Riesgo permite realizar una evaluación de forma estructurada e identificar un mayor número de problemas a través de un trabajo de grupo. A través de la participación de un equipo de trabajo, se pueden tomar en cuenta e incluir en múltiples puntos de vista. Esta metodología representa un método exhaustivo y obliga a la realización de varias sesiones para realizar la identificación de riesgos.

Debido a las ventajas que ofrece el Análisis de Operabilidad y Riesgo al proporcionar una técnica estructurada y facilitar el trabajo en equipo, el grupo de trabajo a cargo del presente estudio de riesgo la seleccionó para realizar la identificación de riesgos potenciales. Previo al inicio de su aplicación, se identificaron las situaciones que pudieran derivar en eventos de riesgo, a través de una matriz que permite revisar los procesos productivos a manera de una lista de verificación. Una vez desarrollada la matriz, el Análisis de Operabilidad y Riesgo fue desarrollado sobre aquellas operaciones en las que se identificaron condiciones que pudieran derivar en un riesgo.

La metodología consiste en utilizar un conjunto de palabras "guías" o "claves" (no, mayor, menor, etc.) con la finalidad de examinar desviaciones de las condiciones normales de un proceso en varios puntos clave (nodos) de todo el sistema. Dichas palabras "guías" se aplican a parámetros relevantes del proceso, tales como: flujo, temperatura, presión, composición, etc. para identificar las causas y consecuencias de desviaciones en estos parámetros de sus valores normales. Finalmente, la

identificación de las consecuencias, resulta en recomendaciones para mejorar el proceso. Estas pueden indicar modificaciones en el diseño, requerimientos en los procedimientos operativos, modificaciones en la documentación, mayor investigación, etc.

Palabras Clave.

Un elemento esencial, en este proceso de cuestionamiento y análisis sistemático, es el uso de palabras guías o palabras claves para enfocar la atención del grupo sobre las desviaciones y sus posibles causas. Estas palabras "guías" se dividen en dos clases:

- Palabras primarias. Las cuales enfocan la atención en un proceso particular del intento de diseño o una condición o parámetro asociado con el proceso.
- Palabras secundarias. Las cuales al combinarse con las palabras primarias sugieren posibles desviaciones.

Las palabras primarias reflejan tanto el propósito, como aspectos operacionales. Palabras típicas orientadas al proceso, algunos ejemplos de ellas son los siguientes:

- | | | |
|--------------------|----------------------|------------------|
| • Flujo. | • Corrosión/erosión. | • Muestreo. |
| • Presión. | • Temperatura. | • Reducción. |
| • Viscosidad. | • Viscosidad. | • Nivel. |
| • Reacción. | • Composición. | • Composición. |
| • Instrumentación. | • Adición. | • Mezclado. |
| • Separación. | • Prueba. | • Mantenimiento. |

Las palabras típicas que consideran los aspectos de operabilidad del proceso pudieran ser las siguientes:

- Aislamiento.
- Inspección.

- Purgado.
- Arranque.
- Drenaje.
- Ventilación.
- Mantenimiento.

Cuando las palabras secundarias se combinan con las primarias, sugieren desviaciones o problemas potenciales. Un listado estándar de las palabras utilizadas como secundarias se menciona a continuación en las siguientes tablas:

Tabla 5.12. Significado de palabras guías estándar.

Palabra	Significado
No/Ninguna	Negación del intento de diseño
Más	Incremento cuantitativo
Menos	Decremento cuantitativo
Además de	Incremento cualitativo
Parte de	Decremento cualitativo
Reversa	Opuesto lógico del intento
Otro que	Sustitución completa

Tabla 5.13. Significado de palabras guías para procedimientos

Palabra	Significado
No	No realiza el paso u operación. Un paso u operación importante en el proceso se omite.
Más	Se hace más que lo especificado o requerido en un sentido cuantitativo (ej. se abre válvula completamente cuando se requiere sólo abrir parcialmente).
Menos	Se hace menos de lo especificado o requerido en un sentido cuantitativo (ej. purgar un depósito por 5 minutos en lugar de 10 minutos).
Además de	Se hace más de lo especificado en un sentido cualitativo. (ej. se abren las válvulas para varios tanques cuando sólo se requiere para una).
Parte de	Se realiza una parte de un paso en un sentido cualitativo (ej. se cierra solo una válvula cuando el procedimiento dice claramente que se cierren todo el grupo y se abra la válvula de sangrado).
Reversa	Se hace lo opuesto a lo especificado. (ej. se abre una válvula cuando el procedimiento dice que se debe de cerrar).
Otro que	Se hace algo diferente a lo requerido (ej. se abra la válvula equivocada).

El proceso de análisis HAZOP involucra aplicar de una manera sistemática, todas las combinaciones relevantes de palabras claves, al sistema o proceso bajo estudio, en un esfuerzo por descubrir problemas potenciales.

Los resultados se registran en un formato de tabla o matriz con los siguientes encabezados principales:

- Nodo/Paso.
- Parámetro.
- Guía.
- Desviación.
- Categoría –Causas.
- Categoría Consecuencias.
- Categoría-Salvaguarda.
- Categoría-Recomendación

Procedimiento de Aplicación.

La secuencia que se utiliza es la siguiente:

- El proceso se secciona en nodos o pasos conforme a las actividades que se ven involucradas, (ejemplo: almacenamiento, bombeo, mezclado, enfriamiento, etc.)
- Se plantea una palabra clave primaria.
- Se plantea una palabra clave secundaria.
- Se plantea la desviación o problema derivado de la combinación de las palabras claves primarias y secundarias referentes al nodo en cuestión.
- Se plantean las causas potenciales que resultarían en la desviación. Para después agrupar las causas según su origen, estas pueden clasificarse conforme a las siguientes claves (categorías).

Como un ejemplo puede citarse "HUM – error en cálculo de capacidad del recipiente" (el factor humano fue causa para la desviación referida).

Tabla 5.14. Categorías de las causas.

Clave	Categoría
HUM	Error/Factor humano
EQP	Falla de equipo
EXT	Evento externo
DIS	Distribución de la planta
FSA	Falla de salvaguarda
PRV	Evento previo

- Siguiendo con la secuencia, se deben plantear las consecuencias potenciales que resultarían, tanto como efecto de la desviación, como por efecto de la causa misma. Para después agrupar las consecuencias de acuerdo a su nivel de afectación, estas pueden clasificarse conforme a las claves (categorías) que se mencionan a continuación:

Tabla 5.15. Categorías de las consecuencias.

Clave	Categoría
AMB	Afectación al Ambiente
PER	Afectación al Personal
PRP	Afectación a la Propiedad
OPE	Asuntos Operativos únicamente

Como un ejemplo puede citarse "AMB - derrame del producto al suelo natural" (afectación al medio ambiente).

- En este punto se puede registrar cualquier equipo, instrumento o dispositivo protector, ya sea que prevenga la causa o salvaguarde contra consecuencias adversas. Para después agrupar las Salvaguardas según su fundamento, estas pueden clasificarse conforme a las claves (categorías) de la siguiente tabla:

Tabla 5.16. Categorías de las salvaguardas.

Clave	Categoría
MNT	Mantenimiento
ADM	Administrativa
ING	Ingeniería

Como ejemplo, podemos citar "MNT- se aplica mantenimiento preventivo".

- Cuando una causa creíble resulte en una consecuencia negativa, se debe anotar una recomendación para tomar alguna acción al respecto. Las acciones deben ser tomadas para eliminar las causas o para mitigar o eliminar las consecuencias. Es en esta etapa, que se consideran las consecuencias y sus salvaguardas asociadas. Cuando las medidas de protección son las adecuadas, entonces no se requiere tomar ninguna acción y esto se indica en esta columna. Posteriormente, se procede a agrupar las recomendaciones según su fundamento, estas pueden clasificarse conforme a las siguientes claves (categorías):

Tabla 5.17. Categorías de las recomendaciones.

Clave	Categoría
ING	Ingeniería/Diseño
PRO	Procedimiento/Software
MNT	Mantenimiento
GER	Gerencia
SEG	Seguridad
ADM	Administración/capacitación

En la figura siguiente se ilustra el proceso de implementación de la metodología de HAZOP.

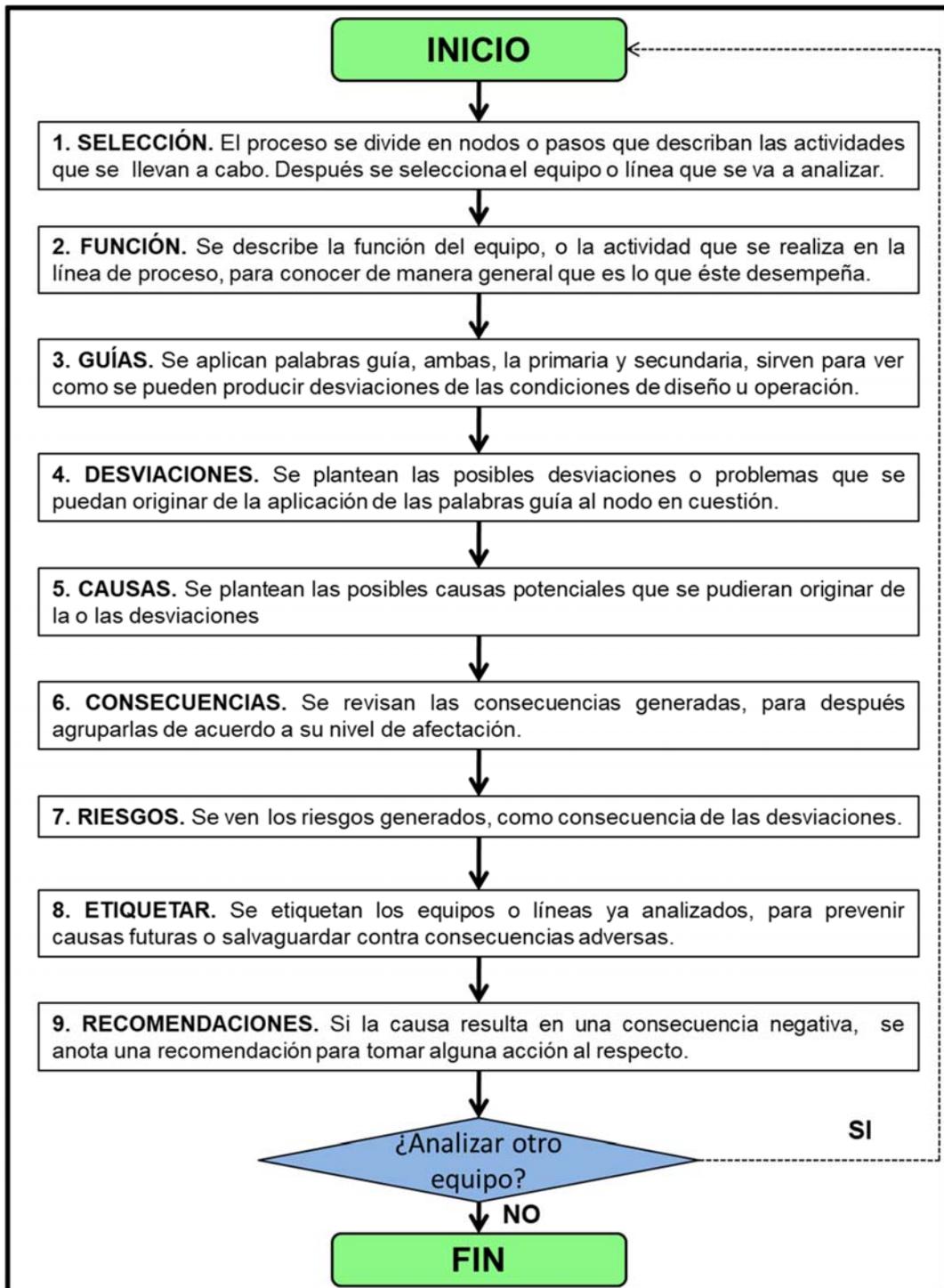


Figura 5.44. Diagrama de flujo del proceso de implementación del HAZOP.

Habiendo finalizado la identificación de riesgos a través de la matriz de identificación de riesgos potenciales, se procedió a identificar qué condiciones presentaban de forma común en las operaciones realizadas. El objetivo planteado por el grupo de trabajo para realizar esto, fue agrupar las áreas que presentan condiciones similares para simplificar la aplicación del Análisis de Operabilidad y Riesgos HAZOP, se determinó a partir de la Matriz de Identificación de Riesgo Potenciales (MIRP).

De acuerdo a la descripción realizada, el análisis HAZOP se aplicará sobre los siguientes sistemas:

1. Panel de Descarga (analizando válvulas y tuberías).
2. Módulo de Reducción de Presión (analizando válvulas y tuberías).
3. Estación de Medición (analizando válvulas y tuberías).

De esta forma, el análisis que se presenta no pretende ser un análisis exhaustivo de riesgo, sino más bien sobre el comportamiento general de las operaciones donde se ve involucrado el trasvase de los combustibles.

Los resultados de la aplicación del análisis HAZOP se incluyen en la siguiente tabla que se presenta a continuación:

Tabla 5.18. Análisis de Riesgo y de Operabilidad de los Procesos (HAZOP).

Análisis de Riesgo y de Operabilidad de los Procesos (HAZOP). GNC HIDROCARBUROS, S.A. DE C.V. (TERMINAL DE DESCARGA PUERTO MORELOS). ANÁLISIS DE RIESGOS DEL SECTOR HIDROCARBUROS								
PROCESO:		Terminal de Descarga						
SUSTANCIAS:		Gas Natural Comprimido			ALCANCE:		ERM y Terminal de Descarga (incluyendo tuberías).	
OBJETIVOS:		Abastecimiento a empresas transportistas			PLANOS:		Diagramas de Tuberías e Instrumentación.	
No.	Nodo/Paso	Parámetro	Guía	Desviación	Categoría-Causa	Categoría-Consecuencia	Categoría-Salvaguarda	Categoría-Recomendación
1	1.- Válvula tipo bola, en Panel de Descarga.	PRESIÓN	MAS	Mayor presión del gas natural en válvula.	HUM-EQP. Falla en válvula de Estación de Regulación y Medición.	AMB. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado. OPE. Sobrepresión de la línea.	ING. Válvula de cierre manual al inicio de la tubería. ING. Indicadores de presión y temperatura en la ERM.	MNT. Dar seguimiento a los programas de mantenimiento preventivo a válvulas, reguladoras, conexiones e instrumentación. ING - Verificar la instalación de valculas de bloqueo y agregar en el plano. SEG- Dar seguimiento a los procedimientos de respuesta a emergencia.
2		PRESIÓN	MENOS	Menor presión del gas natural en válvula.	HUM-EQP. Falla en válvula de Estación de Regulación y Medición HUM-PRV. Fuga de gas en la ERM.	OPE Disminución de presión de gas con potencial interrupción del servicio.	ING. Indicadores de presión y temperatura en la ERM.	MNT. Dar seguimiento a los programas de mantenimiento preventivo a reguladoras, manómetros y conexiones.
3		PRESIÓN	NO	No hay presión del gas natural en válvula.	HUM-EQP. Falla en válvula de Estación de Regulación y Medición. HUM-PRV. Fuga de gas en la ERM.	OPE Falta de gas y potencial interrupción del servicio. AMB-PER. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado.	ING. Indicadores de presión y temperatura en la ERM.	MNT. Dar seguimiento a los programas de mantenimiento preventivo a reguladoras, manómetros y conexiones. SEG- Dar seguimiento a los procedimientos de respuesta a emergencia.
4		FLUJO	MAS	Mayor flujo del gas natural en válvula.	HUM-EQP. Falla en el sistema de suministro de gas natural (ERM, línea de suministro, válvulas, etc.)	AMB- OPE. Potencial sobrepresión de la línea. Potencial fuga, incendio ó explosión de gas natural liberado.	ING. Medidor de flujo y alarma de campo.	ING - Dar seguimiento a los mantenimientos preventivos de los medidores de flujo y alarmas, así como programas de calibración de dichos medidores. SEG- Dar seguimiento a los procedimientos de respuesta a emergencia.

Tabla 5.18. Análisis de Riesgo y de Operabilidad de los Procesos (HAZOP). (Continuación).

Análisis de Riesgo y de Operabilidad de los Procesos (HAZOP).								
GNC HIDROCARBUROS, S.A. DE C.V. (TERMINAL DE DESCARGA PUERTO MORELOS).								
ANÁLISIS DE RIESGOS DEL SECTOR HIDROCARBUROS								
PROCESO:		Terminal de Descarga						
SUSTANCIAS:		Gas Natural Comprimido			ALCANCE:		ERM y Terminal de Descarga (incluyendo tuberías).	
OBJETIVOS:		Abastecimiento a empresas transportistas			PLANOS:		Diagramas de Tuberías e Instrumentación.	
No.	Nodo/Paso	Parámetro	Guía	Desviación	Categoría-Causa	Categoría-Consecuencia	Categoría-Salvaguarda	Categoría-Recomendación
5	1.- Válvula tipo bola, en Panel de Descarga.	FLUJO	MENOS	Menor flujo del gas natural en válvula.	HUM-EQP. Falla u obstrucción en el sistema de suministro de gas natural (ERM, línea de suministro, válvulas, etc.) HUM-PRV. Fuga de gas en en el sistema de suministro de gas natural (ERM, línea de suministro, etc.).	OPE. Falta de gas y potencial interrupción del servicio. AMB-PER. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado.	ING. Medidor de flujo y alarma de campo.	ING. - Dar seguimiento a los mantenimientos preventivos de los medidores de flujo y alarmas, así como programas de calibración de dichos medidores. SEG. - Dar seguimiento a los procedimientos de respuesta a emergencia.
6		FLUJO	NO	No hay flujo del gas natural en válvula.	HUM-EQP. Falla u obstrucción en el sistema de suministro de gas natural (ERM, línea de suministro, válvulas, etc.) HUM-PRV. Fuga de gas en en el sistema de suministro de gas natural (ERM, línea de suministro, etc.).	OPE. Falta de gas y potencial interrupción del servicio. AMB-PER. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado.	ING. Medidor de flujo y alarma de campo.	ING. - Dar seguimiento a los mantenimientos preventivos de los medidores de flujo y alarmas, así como programas de calibración de dichos medidores. SEG. - Dar seguimiento a los procedimientos de respuesta a emergencia.
7		CORROSIÓN	MAS	Mayor corrosión en válvula.	HUM-EQP. Falta de mantenimiento, selección inadecuada de la tubería y/o accesorios y mala calidad del gas.	AMB-PER. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado.	ING. Sistemas de protección, recubrimiento de protección. MNT. Programas mantenimiento preventivo a tuberías y/o accesorios.	ING. Dar seguimiento a los programas de medición de espesores. MNT. Dar seguimiento a los programas de mantenimiento de tuberías y accesorios. MNT-SEG. Dar seguimiento al monitoreo del estado de las tuberías y programas de seguridad industrial.
8		CORROSIÓN	ADEMÁS DE	Presencia de contaminantes en el gas natural.	HUM. Falta en la calidad del gas natural.	OPE. - Potencial interrupción de la operación por problemas en calidad. OPE. - Mayor desgaste en la tubería por presencia de sustancias corrosivas en el gas natural. AMB-PER. - Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberad por mayor corrosión en tuberías.	ING. Sistemas de protección, recubrimiento de protección. MNT. Programas mantenimiento preventivo a tuberías y/o accesorios.	ING. Dar seguimiento a los programas de medición de calidad del combustible y de los espesores de la tubería. MNT. Dar seguimiento a los programas de mantenimiento de tuberías y accesorios. MNT-SEG. Continuar con el monitoreo del estado de las tuberías y programas de seguridad industrial.

Tabla 5.18. Análisis de Riesgo y de Operabilidad de los Procesos (HAZOP). (Continuación).

Análisis de Riesgo y de Operabilidad de los Procesos (HAZOP). GNC HIDROCARBUROS, S.A. DE C.V. (TERMINAL DE DESCARGA PUERTO MORELOS). ANÁLISIS DE RIESGOS DEL SECTOR HIDROCARBUROS								
PROCESO:		Terminal de Descarga						
SUSTANCIAS:		Gas Natural Comprimido			ALCANCE:		ERM y Terminal de Descarga (incluyendo tuberías).	
OBJETIVOS:		Abastecimiento a empresas transportistas			PLANOS:		Diagramas de Tuberías e Instrumentación.	
No.	Nodo/Paso	Parámetro	Guía	Desviación	Categoría-Causa	Categoría-Consecuencia	Categoría-Salvaguarda	Categoría-Recomendación
9	2.- Válvula tipo bola, en Módulo de Reducción de Presión.	PRESIÓN	MAS	Mayor presión del gas natural en válvula.	HUM-EQP. Falla en válvula de Estación de Regulación y Medición.	AMB. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado. OPE. Sobrepresión de la línea.	ING. Válvula de cierre manual al inicio de la tubería. ING. Indicadores de presión y temperatura en la ERM.	MNT- Dar seguimiento a los programas de mantenimiento preventivo a válvulas, reguladoras, conexiones e instrumentación. ING - Verificar la instalación de valculas de bloqueo y agregar en el plano. SEG- Dar seguimiento a los procedimientos de respuesta a emergencia.
10		PRESIÓN	MENOS	Menor presión del gas natural en válvula.	HUM-EQP. Falla en válvula de Estación de Regulación y Medición HUM-PRV. Fuga de gas en la ERM.	OPE Disminución de presión de gas con potencial interrupción del servicio.	ING. Indicadores de presión y temperatura en la ERM.	MNT. Dar seguimiento a los programas de mantenimiento preventivo a reguladoras, manómetros y conexiones.
11		PRESIÓN	NO	No hay presión del gas natural en válvula.	HUM-EQP. Falla en válvula de Estación de Regulación y Medición. HUM-PRV. Fuga de gas en la ERM.	OPE Falta de gas y potencial interrupción del servicio. AMB-PER. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado.	ING. Indicadores de presión y temperatura en la ERM.	MNT. Dar seguimiento a los programas de mantenimiento preventivo a reguladoras, manómetros y conexiones. SEG- Dar seguimiento a los procedimientos de respuesta a emergencia.
12		FLUJO	MAS	Mayor flujo del gas natural en válvula.	HUM-EQP. Falla en el sistema de suministro de gas natural (ERM, línea de suministro, válvulas, etc.)	AMB- OPE. Potencial sobrepresión de la línea. Potencial fuga, incendio ó explosión de gas natural liberado.	ING. Medidor de flujo y alarma de campo.	ING - Dar seguimiento a los mantenimientos preventivos de los medidores de flujo y alarmas, así como programas de calibración de dichos medidores. SEG- Dar seguimiento a los procedimientos de respuesta a emergencia.

Tabla 5.18. Análisis de Riesgo y de Operabilidad de los Procesos (HAZOP). (Continuación).

Análisis de Riesgo y de Operabilidad de los Procesos (HAZOP).								
GNC HIDROCARBUROS, S.A. DE C.V. (TERMINAL DE DESCARGA PUERTO MORELOS).								
ANÁLISIS DE RIESGOS DEL SECTOR HIDROCARBUROS								
PROCESO:		Terminal de Descarga						
SUSTANCIAS:		Gas Natural Comprimido			ALCANCE:		ERM y Terminal de Descarga (incluyendo tuberías).	
OBJETIVOS:		Abastecimiento a empresas transportistas			PLANOS:		Diagramas de Tuberías e Instrumentación.	
No.	Nodo/Paso	Parámetro	Guía	Desviación	Categoría-Causa	Categoría-Consecuencia	Categoría-Salvaguarda	Categoría-Recomendación
13	2.- Válvula tipo bola, en Módulo de Reducción de Presión.	FLUJO	MENOS	Menor flujo del gas natural en válvula.	HUM-EQP. Falla u obstrucción en el sistema de suministro de gas natural (ERM, línea de suministro, válvulas, etc.) HUM-PRV. Fuga de gas en en el sistema de suministro de gas natural (ERM, línea de suministro, etc.).	OPE. Falta de gas y potencial interrupción del servicio. AMB-PER. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado.	ING. Medidor de flujo y alarma de campo.	ING. - Dar seguimiento a los mantenimientos preventivos de los medidores de flujo y alarmas, así como programas de calibración de dichos medidores. SEG. - Dar seguimiento a los procedimientos de respuesta a emergencia.
14		FLUJO	NO	No hay flujo del gas natural en válvula.	HUM-EQP. Falla u obstrucción en el sistema de suministro de gas natural (ERM, línea de suministro, válvulas, etc.) HUM-PRV. Fuga de gas en en el sistema de suministro de gas natural (ERM, línea de suministro, etc.).	OPE. Falta de gas y potencial interrupción del servicio. AMB-PER. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado.	ING. Medidor de flujo y alarma de campo.	ING. - Dar seguimiento a los mantenimientos preventivos de los medidores de flujo y alarmas, así como programas de calibración de dichos medidores. SEG. - Dar seguimiento a los procedimientos de respuesta a emergencia.
15		CORROSIÓN	MAS	Mayor corrosión en válvula.	HUM-EQP. Falta de mantenimiento, selección inadecuada de la tubería y/o accesorios y mala calidad del gas.	AMB-PER. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado.	ING. Sistemas de protección, recubrimiento de protección. MNT. Programas mantenimiento preventivo a tuberías y/o accesorios.	ING. Dar seguimiento a los programas de medición de espesores. MNT. Dar seguimiento a los programas de mantenimiento de tuberías y accesorios. MNT-SEG. Dar seguimiento al monitoreo del estado de las tuberías y programas de seguridad industrial.
16		CORROSIÓN	ADEMÁS DE	Presencia de contaminantes en el gas natural.	HUM. Falta en la calidad del gas natural.	OPE. - Potencial interrupción de la operación por problemas en calidad. OPE. - Mayor desgaste en la tubería por presencia de sustancias corrosivas en el gas natural. AMB-PER. - Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberad por mayor corrosión en tuberías.	ING. Sistemas de protección, recubrimiento de protección. MNT. Programas mantenimiento preventivo a tuberías y/o accesorios.	ING. Dar seguimiento a los programas de medición de calidad del combustible y de los espesores de la tubería. MNT. Dar seguimiento a los programas de mantenimiento de tuberías y accesorios. MNT-SEG. Continuar con el monitoreo del estado de las tuberías y programas de seguridad industrial.

Tabla 5.18. Análisis de Riesgo y de Operabilidad de los Procesos (HAZOP). (Continuación).

Análisis de Riesgo y de Operabilidad de los Procesos (HAZOP). GNC HIDROCARBUROS, S.A. DE C.V. (TERMINAL DE DESCARGA PUERTO MORELOS). ANÁLISIS DE RIESGOS DEL SECTOR HIDROCARBUROS								
PROCESO:		Terminal de Descarga						
SUSTANCIAS:		Gas Natural Comprimido			ALCANCE:		ERM y Terminal de Descarga (incluyendo tuberías).	
OBJETIVOS:		Abastecimiento a empresas transportistas			PLANOS:		Diagramas de Tuberías e Instrumentación.	
No.	Nodo/Paso	Parámetro	Guía	Desviación	Categoría-Causa	Categoría-Consecuencia	Categoría-Salvaguarda	Categoría-Recommendación
17	3. Válvula tipo esfera en entrada de Estación de Medición.	PRESIÓN	MAS	Mayor presión del gas natural en válvula.	HUM-EQP. Falla en válvula de Estación de Regulación y Medición.	AMB. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado. OPE. Sobrepresión de la línea.	ING. Válvula de cierre manual al inicio de la tubería. ING. Indicadores de presión y temperatura en la ERM.	MNT- Dar seguimiento a los programas de mantenimiento preventivo a válvulas, reguladoras, conexiones e instrumentación. ING - Verificar la instalación de valculas de bloqueo y agregar en el plano. SEG- Dar seguimiento a los procedimientos de respuesta a emergencia.
18		PRESIÓN	MENOS	Menor presión del gas natural en válvula.	HUM-EQP. Falla en válvula de Estación de Regulación y Medición HUM-PRV. Fuga de gas en la ERM.	OPE. Disminución de presión de gas con potencial interrupción del servicio.	ING. Indicadores de presión y temperatura en la ERM.	MNT. Dar seguimiento a los programas de mantenimiento preventivo a reguladoras, manómetros y conexiones.
19		PRESIÓN	NO	No hay presión del gas natural en válvula.	HUM-EQP. Falla en válvula de Estación de Regulación y Medición. HUM-PRV. Fuga de gas en la ERM.	OPE. Falta de gas y potencial interrupción del servicio. AMB-PER. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado.	ING. Indicadores de presión y temperatura en la ERM.	MNT. Dar seguimiento a los programas de mantenimiento preventivo a reguladoras, manómetros y conexiones. SEG- Dar seguimiento a los procedimientos de respuesta a emergencia.
20		FLUJO	MAS	Mayor flujo del gas natural en válvula.	HUM-EQP. Falla en el sistema de suministro de gas natural (ERM, línea de suministro, válvulas, etc.)	AMB- OPE. Potencial sobrepresión de la línea. Potencial fuga, incendio ó explosión de gas natural liberado.	ING. Medidor de flujo y alarma de campo.	ING - Dar seguimiento a los mantenimientos preventivos de los medidores de flujo y alarmas, así como programas de calibración de dichos medidores. SEG- Dar seguimiento a los procedimientos de respuesta a emergencia.

Tabla 5.18. Análisis de Riesgo y de Operabilidad de los Procesos (HAZOP). (Continuación).

Análisis de Riesgo y de Operabilidad de los Procesos (HAZOP). GNC HIDROCARBUROS, S.A. DE C.V. (TERMINAL DE DESCARGA PUERTO MORELOS). ANÁLISIS DE RIESGOS DEL SECTOR HIDROCARBUROS								
PROCESO:		Terminal de Descarga						
SUSTANCIAS:		Gas Natural Comprimido			ALCANCE:		ERM y Terminal de Descarga (incluyendo tuberías).	
OBJETIVOS:		Abastecimiento a empresas transportistas			PLANOS:		Diagramas de Tuberías e Instrumentación.	
No.	Nodo/Paso	Parámetro	Guía	Desviación	Categoría-Causa	Categoría-Consecuencia	Categoría-Salvaguarda	Categoría-Recomendación
21	3. Válvula tipo esfera en entrada de Estación de Medición.	FLUJO	MENOS	Menor flujo del gas natural en válvula.	HUM-EQP. Falla u obstrucción en el sistema de suministro de gas natural (ERM, línea de suministro, válvulas, etc.) HUM-PRV. Fuga de gas en el sistema de suministro de gas natural (ERM, línea de suministro, etc.).	OPE. Falta de gas y potencial interrupción del servicio. AMB-PER. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado.	ING. Medidor de flujo y alarma de campo.	ING - Dar seguimiento a los mantenimientos preventivos de los medidores de flujo y alarmas, así como programas de calibración de dichos medidores. SEG- Dar seguimiento a los procedimientos de respuesta a emergencia.
22		FLUJO	NO	No hay flujo del gas natural en válvula.	HUM-EQP. Falla u obstrucción en el sistema de suministro de gas natural (ERM, línea de suministro, válvulas, etc.) HUM-PRV. Fuga de gas en el sistema de suministro de gas natural (ERM, línea de suministro, etc.).	OPE. Falta de gas y potencial interrupción del servicio. AMB-PER. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado.	ING. Medidor de flujo y alarma de campo.	ING - Dar seguimiento a los mantenimientos preventivos de los medidores de flujo y alarmas, así como programas de calibración de dichos medidores. SEG- Dar seguimiento a los procedimientos de respuesta a emergencia.
23		CORROSIÓN	MAS	Mayor corrosión en válvula.	HUM-EQP. Falta de mantenimiento, selección inadecuada de la tubería y/o accesorios y mala calidad del gas.	AMB-PER. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado.	ING. Sistemas de protección, recubrimiento de protección. MNT. Programas mantenimiento preventivo a tuberías y/o accesorios.	ING. Dar seguimiento a los programas de medición de espesores. MNT. Dar seguimiento a los programas de mantenimiento de tuberías y accesorios. MNT-SEG. Dar seguimiento al monitoreo del estado de las tuberías y programas de seguridad industrial.
24		CORROSIÓN	ADEMÁS DE	Presencia de contaminantes en el gas natural.	HUM. Falla en la calidad del gas natural.	OPE - Potencial interrupción de la operación por problemas en calidad. OPE - Mayor desgaste en la tubería por presencia de sustancias corrosivas en el gas natural. AMB-PER. - Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado por mayor corrosión en tuberías.	ING. Sistemas de protección, recubrimiento de protección. MNT. Programas mantenimiento preventivo a tuberías y/o accesorios.	ING. Dar seguimiento a los programas de medición de calidad del combustible y de los espesores de la tubería. MNT. Dar seguimiento a los programas de mantenimiento de tuberías y accesorios. MNT-SEG. Continuar con el monitoreo del estado de las tuberías y programas de seguridad industrial.

Tabla 5.18. Análisis de Riesgo y de Operabilidad de los Procesos (HAZOP). (Continuación).

Análisis de Riesgo y de Operabilidad de los Procesos (HAZOP). GNC HIDROCARBUROS, S.A. DE C.V. (TERMINAL DE DESCARGA PUERTO MORELOS). ANÁLISIS DE RIESGOS DEL SECTOR HIDROCARBUROS								
PROCESO:		Terminal de Descarga						
SUSTANCIAS:		Gas Natural Comprimido			ALCANCE:		ERM y Terminal de Descarga (incluyendo tuberías).	
OBJETIVOS:		Abastecimiento a empresas transportistas			PLANOS:		Diagramas de Tuberías e Instrumentación.	
No.	Nodo/Paso	Parámetro	Guía	Desviación	Categoría-Causa	Categoría-Consecuencia	Categoría-Salvaguarda	Categoría-Recomendación
25	4.- Tuberías de Panel de Descarga, Módulo de Reducción de Presión y/o Estación de Medición.	PRESIÓN	MAS	Mayor presión del gas natural en tubería.	HUM-EQP. Falla en válvula. HUM. Ruptura de tubería por error humano.	AMB. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado. OPE. Sobrepresión de la línea.	ING. Válvula de cierre en la trayectoria del gasoducto. ING. Indicadores de presión y temperatura en válvulas.	MNT- Dar seguimiento a los programas de mantenimiento preventivo a válvulas, reguladoras, conexiones e instrumentación. ING - Verificar la instalación de valculas de bloqueo y agregar en el plano. SEG- Dar seguimiento a los procedimientos de respuesta a emergencia.
26		PRESIÓN	MENOS	Menor presión del gas natural en tubería.	HUM-EQP. Falla en válvula de esfera de paso completo. HUM-PRV. Fuga de gas en el trayecto.	OPE. Disminución de presión de gas con potencial interrupción del servicio.	ING. Indicadores de presión y temperatura.	MNT. Dar seguimiento a los programas de mantenimiento preventivo a reguladoras, manómetros y conexiones.
27		PRESIÓN	NO	No hay presión del gas natural en tubería.	HUM-EQP. Falla en válvula de esfera de paso completo. HUM-PRV. Fuga de gas en el trayecto.	OPE. Falta de gas y potencial interrupción del servicio. AMB-PER. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado.	ING. Indicadores de presión y temperatura.	MNT. Dar seguimiento a los programas de mantenimiento preventivo a reguladoras, manómetros y conexiones. SEG- Dar seguimiento a los procedimientos de respuesta a emergencia.
28		FLUJO	MAS	Mayor flujo del gas natural en tubería.	HUM-EQP. Falla en el sistema de suministro de gas natural (línea de suministro, válvulas, etc.)	AMB- OPE. Potencial sobrepresión de la línea. Potencial fuga, incendio ó explosión de gas natural liberado.	ING. Medidor de flujo y alarma de campo.	ING - Dar seguimiento a los mantenimientos preventivos de los medidores de flujo y alarmas, así como programas de calibración de dichos medidores. SEG- Dar seguimiento a los procedimientos de respuesta a emergencia.

Tabla 5.18. Análisis de Riesgo y de Operabilidad de los Procesos (HAZOP). (Continuación).

Análisis de Riesgo y de Operabilidad de los Procesos (HAZOP). GNC HIDROCARBUROS, S.A. DE C.V. (TERMINAL DE DESCARGA PUERTO MORELOS). ANÁLISIS DE RIESGOS DEL SECTOR HIDROCARBUROS								
PROCESO:		Terminal de Descarga						
SUSTANCIAS:		Gas Natural Comprimido			ALCANCE:		ERM y Terminal de Descarga (incluyendo tuberías).	
OBJETIVOS:		Abastecimiento a empresas transportistas			PLANOS:		Diagramas de Tuberías e Instrumentación.	
No.	Nodo/Paso	Parámetro	Guía	Desviación	Categoría-Causa	Categoría-Consecuencia	Categoría-Salvaguarda	Categoría-Recommendación
29	4.- Tuberías de Panel de Descarga, Módulo de Reducción de Presión y/o Estación de Medición.	FLUJO	MENOS	Menor flujo del gas natural en tubería.	HUM-EQP. Falla u obstrucción en el sistema de suministro de gas natural (línea de suministro, válvulas, etc.) HUM-PRV. Fuga de gas en el sistema de suministro de gas natural (línea de suministro, etc.).	OPE. Potencial interrupción del suministro. AMB-PER. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado.	ING. Medidor de flujo y alarma de campo.	ING. Dar seguimiento a los mantenimientos preventivos de los medidores de flujo y alarmas, así como programas de calibración de dichos medidores. SEG. Dar seguimiento a los procedimientos de respuesta a emergencia.
30		FLUJO	NO	No hay flujo del gas natural en tubería.	HUM-EQP. Falla u obstrucción en el sistema de suministro de gas natural (línea de suministro, válvulas, etc.) HUM-PRV. Fuga de gas en el sistema de suministro de gas natural (línea de suministro, etc.).	OPE. Potencial interrupción del suministro. AMB-PER. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado.	ING. Medidor de flujo y alarma de campo.	ING. Dar seguimiento a los mantenimientos preventivos de los medidores de flujo y alarmas, así como programas de calibración de dichos medidores. SEG. Dar seguimiento a los procedimientos de respuesta a emergencia.
31		CORROSIÓN	MAS	Mayor corrosión en la tubería.	HUM-EQP. Falta de mantenimiento, selección inadecuada de la tubería y/o accesorios y mala calidad del gas.	AMB-PER. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado.	ING. Sistemas de protección catódica. MNT. Programas mantenimiento preventivo a tuberías y/o accesorios.	ING. Dar seguimiento a los programas de medición de espesores. MNT. Dar seguimiento a los programas de mantenimiento de tuberías y accesorios. MNT-SEG. Continuar con el monitoreo del estado de las tuberías y programas de seguridad industrial.
32		CORROSIÓN	ADEMÁS DE	Presencia de contaminantes en el gas natural.	HUM. Falla en la calidad del gas natural.	OPE. Potencial interrupción de la operación por problemas en calidad. OPE. Mayor desgaste en la tubería por presencia de sustancias corrosivas en el gas natural. AMB-PER. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado por mayor corrosión en tuberías.	ING. Medición de la calidad del gas natural. MNT. Programas mantenimiento preventivo a tuberías y/o accesorios.	ING. Dar seguimiento a los programas de medición de calidad del combustible y de los espesores de la tubería. MNT. Dar seguimiento a los programas de mantenimiento de tuberías y accesorios. MNT-SEG. Continuar con el monitoreo del estado de las tuberías y programas de seguridad industrial.

5.4.1.4. Jerarquización de escenarios de riesgos.

Una vez realizada la identificación de riesgos a través de la aplicación del análisis HAZOP, se procedió a jerarquizar aquellos eventos que pudieran derivar en un accidente de riesgo ambiental.

Para efectos de realizar la jerarquización, se utilizó una Matriz de Riesgos, la cual contempla los conceptos de Frecuencia y Severidad en las escalas que se indican en la siguiente tabla:

Tabla 5.19. Valores de frecuencia y severidad utilizados en la Jerarquización.

Frecuencia (F)		Severidad (S)	
1	Una vez cada 50 años	1	Menor
2	Una vez cada 10 años	2	Apreciable
3	Una vez al año	3	Mayor
4	Una vez cada 6 meses	4	Severo
5	Una vez al mes	5	Catastrófico

Los eventos de riesgo que arrojaron consecuencias con afectación al medio ambiente (AMB) se analizan mediante las escalas asignadas para Frecuencia y Severidad aplicando la Calificación de Riesgos (Matriz de Riesgos) conforme a lo siguiente:

- Columna de Frecuencia (F). Se establece un valor del 1 al 5 para indicar la probabilidad potencial de ocurrencia de la desviación y sus consecuencias.
- Columna de Severidad (S). Se establece un valor del 1 al 5 para indicar la severidad potencial afectable por la desviación presentada y sus consecuencias. Para realizar esto se deben tomar en cuenta las características de peligrosidad del gas natural, así como las condiciones de su manejo.

- Columna de Riesgo (F X S). Este valor se obtiene al multiplicar los valores de Frecuencia y Severidad (magnitud del daño). A mayor resultado, mayor se considera el riesgo potencial presente.

En la siguiente tabla se incluye un ejemplo de la matriz de riesgos:

Tabla 5.20. Matriz de riesgos.

	S1	S2	S3	S4	S5	S6	
F6	6	12	18	24	30	36	Método de Cálculo
F5	5	10	15	20	25	30	Riesgo = F * S
F4	4	8	12	16	20	24	Rojo = No Tolerable
F3	3	6	9	12	15	18	Amarillo = ALARP
F2	2	4	6	8	10	12	Verde = Tolerable
F1	1	2	3	4	5	6	

Mediante el desarrollo de diferentes sesiones del grupo interdisciplinario de trabajo, se realizó la evaluación de cada uno de los eventos clasificados como de riesgo ambiental (AMB). El resultado se incluye en la Matriz de Jerarquización en la siguiente tabla:

Tabla 5.21. Jerarquización del Análisis de Riesgo y de Operabilidad de los Procesos (HAZOP).

Jerarquización del Análisis de Riesgo y de Operabilidad de los Procesos (HAZOP). GNC HIDROCARBUROS, S.A. DE C.V. (TERMINAL DE DESCARGA PUERTO MORELOS). ANÁLISIS DE RIESGOS DEL SECTOR HIDROCARBUROS												
PROCESO:		Terminal de Descarga										
SUSTANCIAS:		Gas Natural Comprimido				ALCANCE:		ERM y Terminal de Descarga (incluyendo tuberías).				
OBJETIVOS:		Abastecimiento a empresas transportistas				PLANOS:		Diagramas de Tuberías e Instrumentación.				
No.	Nodo/Paso	Parámetro	Guía	Desviación	Categoría-Causa	Categoría-Consecuencia	Categoría-Salvaguarda	Categoría-Recomendación	F	S	Riesgo	
1	1.- Válvula tipo bola, en Panel de Descarga.	PRESIÓN	MAS	Mayor presión del gas natural en válvula.	HUM-EQP. Falla en válvula de Estación de Regulación y Medición.	AMB. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado. OPE. Sobrepresión de la línea.	ING. Válvula de cierre manual al inicio de la tubería. ING. Indicadores de presión y temperatura en la ERM.	MNT- Dar seguimiento a los programas de mantenimiento preventivo a válvulas, reguladoras, conexiones e instrumentación. ING - Verificar la instalación de valculas de bloqueo y agregar en el plano. SEG- Dar seguimiento a los procedimientos de respuesta a emergencia.	1	6	6	
2		PRESIÓN	MENOS	Menor presión del gas natural en válvula.	HUM-EQP. Falla en válvula de Estación de Regulación y Medición HUM-PRV. Fuga de gas en la ERM.	OPE. Disminución de presión de gas con potencial interrupción del servicio.	ING. Indicadores de presión y temperatura en la ERM.	MNT. Dar seguimiento a los programas de mantenimiento preventivo a reguladoras, manómetros y conexiones.	1	2	2	
3		PRESIÓN	NO	No hay presión del gas natural en válvula.	HUM-EQP. Falla en válvula de Estación de Regulación y Medición. HUM-PRV. Fuga de gas en la ERM.	OPE. Falta de gas y potencial interrupción del servicio. AMB-PER. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado.	ING. Indicadores de presión y temperatura en la ERM.	MNT. Dar seguimiento a los programas de mantenimiento preventivo a reguladoras, manómetros y conexiones. SEG- Dar seguimiento a los procedimientos de respuesta a emergencia.	1	2	2	
4		FLUJO	MAS	Mayor flujo del gas natural en válvula.	HUM-EQP. Falla en el sistema de suministro de gas natural (ERM, línea de suministro, válvulas, etc.)	AMB- OPE. Potencial sobrepresión de la línea. Potencial fuga, incendio ó explosión de gas natural liberado.	ING. Medidor de flujo y alarma de campo.	ING - Dar seguimiento a los mantenimientos preventivos de los medidores de flujo y alarmas, así como programas de calibración de dichos medidores. SEG- Dar seguimiento a los procedimientos de respuesta a emergencia.	1	5	5	

Tabla 5.21. Jerarquización del Análisis de Riesgo y de Operabilidad de los Procesos (HAZOP). (Continuación).

Jerarquización del Análisis de Riesgo y de Operabilidad de los Procesos (HAZOP). GNC HIDROCARBUROS, S.A. DE C.V. (TERMINAL DE DESCARGA PUERTO MORELOS). ANÁLISIS DE RIESGOS DEL SECTOR HIDROCARBUROS												
PROCESO:		Terminal de Descarga										
SUSTANCIAS:		Gas Natural Comprimido				ALCANCE:		ERM y Terminal de Descarga (incluyendo tuberías).				
OBJETIVOS:		Abastecimiento a empresas transportistas				PLANOS:		Diagramas de Tuberías e Instrumentación.				
No.	Nodo/Paso	Parámetro	Guía	Desviación	Categoría-Causa	Categoría-Consecuencia	Categoría-Salvaguarda	Categoría-Recomendación	F	S	Riesgo	
5	1.- Válvula tipo bola, en Panel de Descarga.	FLUJO	MENOS	Menor flujo del gas natural en válvula.	HUM-EQP. Falla u obstrucción en el sistema de suministro de gas natural (ERM, línea de suministro, válvulas, etc.) . HUM-PRV. Fuga de gas en en el sistema de suministro de gas natural (ERM, línea de suministro, etc.) .	OPE. Falta de gas y potencial interrupción del servicio. AMB-PER. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado.	ING. Medidor de flujo y alarma de campo.	ING. Dar seguimiento a los mantenimientos preventivos de los medidores de flujo y alarmas, así como programas de calibración de dichos medidores. SEG. Dar seguimiento a los procedimientos de respuesta a emergencia.	1	2	2	
6		FLUJO	NO	No hay flujo del gas natural en válvula.	HUM-EQP. Falla u obstrucción en el sistema de suministro de gas natural (ERM, línea de suministro, válvulas, etc.) . HUM-PRV. Fuga de gas en en el sistema de suministro de gas natural (ERM, línea de suministro, etc.) .	OPE. Falta de gas y potencial interrupción del servicio. AMB-PER. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado.	ING. Medidor de flujo y alarma de campo.	ING. Dar seguimiento a los mantenimientos preventivos de los medidores de flujo y alarmas, así como programas de calibración de dichos medidores. SEG. Dar seguimiento a los procedimientos de respuesta a emergencia.	1	1	1	
7		CORROSIÓN	MAS	Mayor corrosión en válvula.	HUM-EQP. Falta de mantenimiento, selección inadecuada de la tubería y/o accesorios y mala calidad del gas.	AMB-PER. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado.	ING. Sistemas de protección, recubrimiento de protección. MNT. Programas mantenimiento preventivo a tuberías y/o accesorios.	ING. Dar seguimiento a los programas de medición de espesores. MNT. Dar seguimiento a los programas de mantenimiento de tuberías y accesorios. MNT-SEG. Dar seguimiento al monitoreo del estado de las tuberías y programas de seguridad industrial.	1	4	4	
8		CORROSIÓN	ADEMÁS DE	Presencia de contaminantes en el gas natural.	HUM. Falta en la calidad del gas natural.	OPE. Potencial interrupción de la operación por problemas en calidad. OPE. Mayor desgaste en la tubería por presencia de sustancias corrosivas en el gas natural. AMB-PER. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado por mayor corrosión en tuberías.	ING. Sistemas de protección, recubrimiento de protección. MNT. Programas mantenimiento preventivo a tuberías y/o accesorios.	ING. Dar seguimiento a los programas de medición de calidad del combustible y de los espesores de la tubería. MNT. Dar seguimiento a los programas de mantenimiento de tuberías y accesorios. MNT-SEG. Continuar con el monitoreo del estado de las tuberías y programas de seguridad industrial.	1	3	3	

Tabla 5.21. Jerarquización del Análisis de Riesgo y de Operabilidad de los Procesos (HAZOP). (Continuación).

Jerarquización del Análisis de Riesgo y de Operabilidad de los Procesos (HAZOP). GNC HIDROCARBUROS, S.A. DE C.V. (TERMINAL DE DESCARGA PUERTO MORELOS). ANÁLISIS DE RIESGOS DEL SECTOR HIDROCARBUROS												
PROCESO:		Terminal de Descarga										
SUSTANCIAS:		Gas Natural Comprimido				ALCANCE:		ERM y Terminal de Descarga (incluyendo tuberías).				
OBJETIVOS:		Abastecimiento a empresas transportistas				PLANOS:		Diagramas de Tuberías e Instrumentación.				
No.	Nodo/Paso	Parámetro	Guía	Desviación	Categoría-Causa	Categoría-Consecuencia	Categoría-Salvaguarda	Categoría-Recomendación	F	S	Riesgo	
9	2.- Válvula tipo bola, en Módulo de Reducción de Presión.	PRESIÓN	MAS	Mayor presión del gas natural en válvula.	HUM-EQP. Falla en válvula de Estación de Regulación y Medición.	AMB. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado. OPE. Sobrepresión de la línea.	ING. Válvula de cierre manual al inicio de la tubería. ING. Indicadores de presión y temperatura en la ERM.	MNT- Dar seguimiento a los programas de mantenimiento preventivo a válvulas, reguladoras, conexiones e instrumentación. ING - Verificar la instalación de valculas de bloqueo y agregar en el plano. SEG- Dar seguimiento a los procedimientos de respuesta a emergencia.	1	6	6	
10		PRESIÓN	MENOS	Menor presión del gas natural en válvula.	HUM-EQP. Falla en válvula de Estación de Regulación y Medición HUM-PRV. Fuga de gas en la ERM.	OPE. Disminución de presión de gas con potencial interrupción del servicio.	ING. Indicadores de presión y temperatura en la ERM.	MNT. Dar seguimiento a los programas de mantenimiento preventivo a reguladoras, manómetros y conexiones.	1	2	2	
11		PRESIÓN	NO	No hay presión del gas natural en válvula.	HUM-EQP. Falla en válvula de Estación de Regulación y Medición. HUM-PRV. Fuga de gas en la ERM.	OPE. Falta de gas y potencial interrupción del servicio. AMB-PER. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado.	ING. Indicadores de presión y temperatura en la ERM.	MNT. Dar seguimiento a los programas de mantenimiento preventivo a reguladoras, manómetros y conexiones. SEG- Dar seguimiento a los procedimientos de respuesta a emergencia.	1	2	2	
12		FLUJO	MAS	Mayor flujo del gas natural en válvula.	HUM-EQP. Falla en el sistema de suministro de gas natural (ERM, línea de suministro, válvulas, etc.)	AMB- OPE. Potencial sobrepresión de la línea. Potencial fuga, incendio ó explosión de gas natural liberado.	ING. Medidor de flujo y alarma de campo.	ING - Dar seguimiento a los mantenimientos preventivos de los medidores de flujo y alarmas, así como programas de calibración de dichos medidores. SEG- Dar seguimiento a los procedimientos de respuesta a emergencia.	1	5	5	

Tabla 5.21. Jerarquización del Análisis de Riesgo y de Operabilidad de los Procesos (HAZOP). (Continuación).

Jerarquización del Análisis de Riesgo y de Operabilidad de los Procesos (HAZOP). GNC HIDROCARBUROS, S.A. DE C.V. (TERMINAL DE DESCARGA PUERTO MORELOS). ANÁLISIS DE RIESGOS DEL SECTOR HIDROCARBUROS												
PROCESO:		Terminal de Descarga										
SUSTANCIAS:		Gas Natural Comprimido				ALCANCE:		ERM y Terminal de Descarga (incluyendo tuberías).				
OBJETIVOS:		Abastecimiento a empresas transportistas				PLANOS:		Diagramas de Tuberías e Instrumentación.				
No.	Nodo/Paso	Parámetro	Guía	Desviación	Categoría-Causa	Categoría-Consecuencia	Categoría-Salvaguarda	Categoría-Recomendación	F	S	Riesgo	
13	2.- Válvula tipo bola, en Módulo de Reducción de Presión.	FLUJO	MENOS	Menor flujo del gas natural en válvula.	HUM-EQP. Falla u obstrucción en el sistema de suministro de gas natural (ERM, línea de suministro, válvulas, etc.). HUM-PRV. Fuga de gas en el sistema de suministro de gas natural (ERM, línea de suministro, etc.).	OPE. Falta de gas y potencial interrupción del servicio. AMB-PER. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado.	ING. Medidor de flujo y alarma de campo.	ING. Dar seguimiento a los mantenimientos preventivos de los medidores de flujo y alarmas, así como programas de calibración de dichos medidores. SEG. Dar seguimiento a los procedimientos de respuesta a emergencia.	1	2	2	
14		FLUJO	NO	No hay flujo del gas natural en válvula.	HUM-EQP. Falla u obstrucción en el sistema de suministro de gas natural (ERM, línea de suministro, válvulas, etc.). HUM-PRV. Fuga de gas en el sistema de suministro de gas natural (ERM, línea de suministro, etc.).	OPE. Falta de gas y potencial interrupción del servicio. AMB-PER. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado.	ING. Medidor de flujo y alarma de campo.	ING. Dar seguimiento a los mantenimientos preventivos de los medidores de flujo y alarmas, así como programas de calibración de dichos medidores. SEG. Dar seguimiento a los procedimientos de respuesta a emergencia.	1	1	1	
15		CORROSIÓN	MAS	Mayor corrosión en válvula.	HUM-EQP. Falta de mantenimiento, selección inadecuada de la tubería y/o accesorios y mala calidad del gas.	AMB-PER. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado.	ING. Sistemas de protección, recubrimiento de protección. MNT. Programas mantenimiento preventivo a tuberías y/o accesorios.	ING. Dar seguimiento a los programas de medición de espesores. MNT. Dar seguimiento a los programas de mantenimiento de tuberías y accesorios. MNT-SEG. Dar seguimiento al monitoreo del estado de las tuberías y programas de seguridad industrial.	1	4	4	
16		CORROSIÓN	ADEMÁS DE	Presencia de contaminantes en el gas natural.	HUM. Falta en la calidad del gas natural.	OPE. Potencial interrupción de la operación por problemas en calidad. OPE. Mayor desgaste en la tubería por presencia de sustancias corrosivas en el gas natural. AMB-PER. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado por mayor corrosión en tuberías.	ING. Sistemas de protección, recubrimiento de protección. MNT. Programas mantenimiento preventivo a tuberías y/o accesorios.	ING. Dar seguimiento a los programas de medición de calidad del combustible y de los espesores de la tubería. MNT. Dar seguimiento a los programas de mantenimiento de tuberías y accesorios. MNT-SEG. Continuar con el monitoreo del estado de las tuberías y programas de seguridad industrial.	1	3	3	

Tabla 5.21. Jerarquización del Análisis de Riesgo y de Operabilidad de los Procesos (HAZOP). (Continuación).

Jerarquización del Análisis de Riesgo y de Operabilidad de los Procesos (HAZOP). GNC HIDROCARBUROS, S.A. DE C.V. (TERMINAL DE DESCARGA PUERTO MORELOS). ANÁLISIS DE RIESGOS DEL SECTOR HIDROCARBUROS												
PROCESO:		Terminal de Descarga										
SUSTANCIAS:		Gas Natural Comprimido				ALCANCE:		ERM y Terminal de Descarga (incluyendo tuberías).				
OBJETIVOS:		Abastecimiento a empresas transportistas				PLANOS:		Diagramas de Tuberías e Instrumentación.				
No.	Nodo/Paso	Parámetro	Guía	Desviación	Categoría-Causa	Categoría-Consecuencia	Categoría-Salvaguarda	Categoría-Recomendación	F	S	Riesgo	
17	3. Válvula tipo esfera en entrada de Estación de Medición.	PRESIÓN	MAS	Mayor presión del gas natural en válvula.	HUM-EQP. Falla en válvula de Estación de Regulación y Medición.	AMB. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado. OPE. Sobrepresión de la línea.	ING. Válvula de cierre manual al inicio de la tubería. ING. Indicadores de presión y temperatura en la ERM.	MNT- Dar seguimiento a los programas de mantenimiento preventivo a válvulas, reguladoras, conexiones e instrumentación. ING - Verificar la instalación de valculas de bloqueo y agregar en el plano. SEG- Dar seguimiento a los procedimientos de respuesta a emergencia.	1	6	6	
18		PRESIÓN	MENOS	Menor presión del gas natural en válvula.	HUM-EQP. Falla en válvula de Estación de Regulación y Medición HUM-PRV. Fuga de gas en la ERM.	OPE. Disminución de presión de gas con potencial interrupción del servicio.	ING. Indicadores de presión y temperatura en la ERM.	MNT. Dar seguimiento a los programas de mantenimiento preventivo a reguladoras, manómetros y conexiones.	1	2	2	
19		PRESIÓN	NO	No hay presión del gas natural en válvula.	HUM-EQP. Falla en válvula de Estación de Regulación y Medición. HUM-PRV. Fuga de gas en la ERM.	OPE. Falta de gas y potencial interrupción del servicio. AMB-PER. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado.	ING. Indicadores de presión y temperatura en la ERM.	MNT. Dar seguimiento a los programas de mantenimiento preventivo a reguladoras, manómetros y conexiones. SEG- Dar seguimiento a los procedimientos de respuesta a emergencia.	1	2	2	
20		FLUJO	MAS	Mayor flujo del gas natural en válvula.	HUM-EQP. Falla en el sistema de suministro de gas natural (ERM, línea de suministro, válvulas, etc.)	AMB-OPE. Potencial sobrepresión de la línea. Potencial fuga, incendio ó explosión de gas natural liberado.	ING. Medidor de flujo y alarma de campo.	ING - Dar seguimiento a los mantenimientos preventivos de los medidores de flujo y alarmas, así como programas de calibración de dichos medidores. SEG- Dar seguimiento a los procedimientos de respuesta a emergencia.	1	5	5	

Tabla 5.21. Jerarquización del Análisis de Riesgo y de Operabilidad de los Procesos (HAZOP). (Continuación).

Jerarquización del Análisis de Riesgo y de Operabilidad de los Procesos (HAZOP). GNC HIDROCARBUROS, S.A. DE C.V. (TERMINAL DE DESCARGA PUERTO MORELOS). ANÁLISIS DE RIESGOS DEL SECTOR HIDROCARBUROS												
PROCESO:		Terminal de Descarga										
SUSTANCIAS:		Gas Natural Comprimido					ALCANCE: ERM y Terminal de Descarga (incluyendo tuberías).					
OBJETIVOS:		Abastecimiento a empresas transportistas					PLANOS: Diagramas de Tuberías e Instrumentación.					
No.	Nodo/Paso	Parámetro	Guía	Desviación	Categoría-Causa	Categoría-Consecuencia	Categoría-Salvaguarda	Categoría-Recomendación	F	S	Riesgo	
21	3. Válvula tipo esfera en entrada de Estación de Medición.	FLUJO	MENOS	Menor flujo del gas natural en válvula.	HUM-EQP. Falla u obstrucción en el sistema de suministro de gas natural (ERM, línea de suministro, válvulas, etc.) . HUM-PRV. Fuga de gas en el sistema de suministro de gas natural (ERM, línea de suministro, etc.).	OPE. Falta de gas y potencial interrupción del servicio. AMB-PER. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado.	ING. Medidor de flujo y alarma de campo.	ING. Dar seguimiento a los mantenimientos preventivos de los medidores de flujo y alarmas, así como programas de calibración de dichos medidores. SEG. Dar seguimiento a los procedimientos de respuesta a emergencia.	1	2	2	
22		FLUJO	NO	No hay flujo del gas natural en válvula.	HUM-EQP. Falla u obstrucción en el sistema de suministro de gas natural (ERM, línea de suministro, válvulas, etc.) . HUM-PRV. Fuga de gas en el sistema de suministro de gas natural (ERM, línea de suministro, etc.).	OPE. Falta de gas y potencial interrupción del servicio. AMB-PER. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado.	ING. Medidor de flujo y alarma de campo.	ING. Dar seguimiento a los mantenimientos preventivos de los medidores de flujo y alarmas, así como programas de calibración de dichos medidores. SEG. Dar seguimiento a los procedimientos de respuesta a emergencia.	1	1	1	
23		CORROSIÓN	MAS	Mayor corrosión en válvula.	HUM-EQP. Falta de mantenimiento, selección inadecuada de la tubería y/o accesorios y mala calidad del gas.	AMB-PER. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado.	ING. Sistemas de protección, recubrimiento de protección. MNT. Programas mantenimiento preventivo a tuberías y/o accesorios.	ING. Dar seguimiento a los programas de medición de espesores. MNT. Dar seguimiento a los programas de mantenimiento de tuberías y accesorios. MNT-SEG. Dar seguimiento al monitoreo del estado de las tuberías y programas de seguridad industrial.	1	4	4	
24		CORROSIÓN	ADEMÁS DE	Presencia de contaminantes en el gas natural.	HUM. Falla en la calidad del gas natural.	OPE. Potencial interrupción de la operación por problemas en calidad. OPE. Mayor desgaste en la tubería por presencia de sustancias corrosivas en el gas natural. AMB-PER. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado por mayor corrosión en tuberías.	ING. Sistemas de protección, recubrimiento de protección. MNT. Programas mantenimiento preventivo a tuberías y/o accesorios.	ING. Dar seguimiento a los programas de medición de calidad del combustible y de los espesores de la tubería. MNT. Dar seguimiento a los programas de mantenimiento de tuberías y accesorios. MNT-SEG. Continuar con el monitoreo del estado de las tuberías y programas de seguridad industrial.	1	3	3	

Tabla 5.21. Jerarquización del Análisis de Riesgo y de Operabilidad de los Procesos (HAZOP). (Continuación).

Jerarquización del Análisis de Riesgo y de Operabilidad de los Procesos (HAZOP). GNC HIDROCARBUROS, S.A. DE C.V. (TERMINAL DE DESCARGA PUERTO MORELOS). ANÁLISIS DE RIESGOS DEL SECTOR HIDROCARBUROS												
PROCESO:		Terminal de Descarga										
SUSTANCIAS:		Gas Natural Comprimido				ALCANCE:		ERM y Terminal de Descarga (incluyendo tuberías).				
OBJETIVOS:		Abastecimiento a empresas transportistas				PLANOS:		Diagramas de Tuberías e Instrumentación.				
No.	Nodo/Paso	Parámetro	Guía	Desviación	Categoría-Causa	Categoría-Consecuencia	Categoría-Salvaguarda	Categoría-Recomendación	F	S	Riesgo	
25	4.- Tuberías de Panel de Descarga, Módulo de Reducción de Presión y/o Estación de Medición.	PRESIÓN	MAS	Mayor presión del gas natural en tubería.	HUM-EQP. Falla en válvula. HUM. Ruptura de tubería por error humano.	AMB. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado. OPE. Sobrepresión de la línea.	ING. Válvula de cierre en la trayectoria del gasoducto. ING. Indicadores de presión y temperatura en válvulas.	MNT- Dar seguimiento a los programas de mantenimiento preventivo a válvulas, reguladoras, conexiones e instrumentación. ING - Verificar la instalación de valculas de bloqueo y agregar en el plano. SEG- Dar seguimiento a los procedimientos de respuesta a emergencia.	1	6	6	
26		PRESIÓN	MENOS	Menor presión del gas natural en tubería.	HUM-EQP. Falla en válvula de esfera de paso completo. HUM-PRV. Fuga de gas en el trayecto.	OPE. Disminución de presión de gas con potencial interrupción del servicio.	ING. Indicadores de presión y temperatura.	MNT. Dar seguimiento a los programas de mantenimiento preventivo a reguladoras, manómetros y conexiones.	1	6	6	
27		PRESIÓN	NO	No hay presión del gas natural en tubería.	HUM-EQP. Falla en válvula de esfera de paso completo. HUM-PRV. Fuga de gas en el trayecto.	OPE. Falta de gas y potencial interrupción del servicio. AMB-PER. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado.	ING. Indicadores de presión y temperatura.	MNT. Dar seguimiento a los programas de mantenimiento preventivo a reguladoras, manómetros y conexiones. SEG- Dar seguimiento a los procedimientos de respuesta a emergencia.	1	2	2	
28		FLUJO	MAS	Mayor flujo del gas natural en tubería.	HUM-EQP. Falla en el sistema de suministro de gas natural (línea de suministro, válvulas, etc.)	AMB-OPE. Potencial sobrepresión de la línea. Potencial fuga, incendio ó explosión de gas natural liberado.	ING. Medidor de flujo y alarma de campo.	ING - Dar seguimiento a los mantenimientos preventivos de los medidores de flujo y alarmas, así como programas de calibración de dichos medidores. SEG- Dar seguimiento a los procedimientos de respuesta a emergencia.	1	5	5	

Tabla 5.21. Jerarquización del Análisis de Riesgo y de Operabilidad de los Procesos (HAZOP). (Continuación).

Jerarquización del Análisis de Riesgo y de Operabilidad de los Procesos (HAZOP). GNC HIDROCARBUROS, S.A. DE C.V. (TERMINAL DE DESCARGA PUERTO MORELOS). ANÁLISIS DE RIESGOS DEL SECTOR HIDROCARBUROS												
PROCESO:		Terminal de Descarga										
SUSTANCIAS:		Gas Natural Comprimido				ALCANCE:		ERM y Terminal de Descarga (incluyendo tuberías).				
OBJETIVOS:		Abastecimiento a empresas transportistas				PLANOS:		Diagramas de Tuberías e Instrumentación.				
No.	Nodo/Paso	Parámetro	Guía	Desviación	Categoría-Causa	Categoría-Consecuencia	Categoría-Salvaguarda	Categoría-Recomendación	F	S	Riesgo	
29	4.- Tuberías de Panel de Descarga, Módulo de Reducción de Presión y/o Estación de Medición.	FLUJO	MENOS	Menor flujo del gas natural en tubería.	HUM-EQP. Falla u obstrucción en el sistema de suministro de gas natural (línea de suministro, válvulas, etc.) HUM-PRV. Fuga de gas en en el sistema de suministro de gas natural (línea de suministro, etc.).	OPE. Potencial interrupción del suministro. AMB-PER. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado.	ING. Medidor de flujo y alarma de campo.	ING. Dar seguimiento a los mantenimientos preventivos de los medidores de flujo y alarmas, así como programas de calibración de dichos medidores. SEG- Dar seguimiento a los procedimientos de respuesta a emergencia.	1	2	2	
30		FLUJO	NO	No hay flujo del gas natural en tubería.	HUM-EQP. Falla u obstrucción en el sistema de suministro de gas natural (línea de suministro, válvulas, etc.) HUM-PRV. Fuga de gas en en el sistema de suministro de gas natural (línea de suministro, etc.).	OPE. Potencial interrupción del suministro. AMB-PER. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado.	ING. Medidor de flujo y alarma de campo.	ING. Dar seguimiento a los mantenimientos preventivos de los medidores de flujo y alarmas, así como programas de calibración de dichos medidores. SEG- Dar seguimiento a los procedimientos de respuesta a emergencia.	1	1	1	
31		CORROSIÓN	MAS	Mayor corrosión en la tubería.	HUM-EQP. Falta de mantenimiento, selección inadecuada de la tubería y/o accesorios y mala calidad del gas.	AMB-PER. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberado.	ING. Sistemas de protección catódica. MNT. Programas mantenimiento preventivo a tuberías y/o accesorios.	ING. Dar seguimiento a los programas de medición de espesores. MNT. Dar seguimiento a los programas de mantenimiento de tuberías y accesorios. MNT-SEG. Continuar con el monitoreo del estado de las tuberías y programas de seguridad industrial.	1	4	4	
32		CORROSIÓN	ADEMÁS DE	Presencia de contaminantes en el gas natural.	HUM. Falta en la calidad del gas natural.	OPE- Potencial interrupción de la operación por problemas en calidad. OPE- Mayor desgaste en la tubería por presencia de sustancias corrosivas en el gas natural. AMB-PER. Fuga y potencial incendio ó explosión del gas liberad por mayor corrosión en tuberías.	ING. Medición de la calidad del gas natural. MNT. Programas mantenimiento preventivo a tuberías y/o accesorios.	ING. Dar seguimiento a los programas de medición de calidad del combustible y de los espesores de la tubería. MNT. Dar seguimiento a los programas de mantenimiento de tuberías y accesorios. MNT-SEG. Continuar con el monitoreo del estado de las tuberías y programas de seguridad industrial.	1	3	3	

De acuerdo al análisis de riesgos y su jerarquización, todos los posibles escenarios identificados, son tolerables, en la siguiente tabla se presentan los escenarios de riesgo identificados a manejar, ordenados de mayor a menor nivel de riesgo.

Tabla 5.22. Escenarios de riesgo identificados.

No.	Descripción del riesgo identificado	Nivel de Riesgo	Identificación del nodo o sistema	Sustancia involucrada
1	Mayor presión de gas natural en válvula.	ALARP	Válvula tipo bola, en Panel de Descarga.	Metano (Gas Natural).
2	Menor presión de gas natural en válvula.	Tolerable	Válvula tipo bola, en Panel de Descarga.	Metano (Gas Natural).
3	No hay presión del gas natural en válvula.	Tolerable	Válvula tipo bola, en Panel de Descarga.	Metano (Gas Natural).
4	Mayor flujo de gas natural en válvula.	Tolerable	Válvula tipo bola, en Panel de Descarga.	Metano (Gas Natural).
5	Menor flujo de gas natural en válvula.	Tolerable	Válvula tipo bola, en Panel de Descarga.	Metano (Gas Natural).
6	No hay flujo de gas natural en válvula.	Tolerable	Válvula tipo bola, en Panel de Descarga.	Metano (Gas Natural).
7	Mayor corrosión en válvula.	Tolerable	Válvula tipo bola, en Panel de Descarga.	Metano (Gas Natural).
8	Presencia de contaminantes en el gas natural.	Tolerable	Válvula tipo bola, en Panel de Descarga.	Metano (Gas Natural).
9	Mayor presión de gas natural en tubería.	ALARP	Válvula tipo bola, en Módulo de Reducción de Presión.	Metano (Gas Natural).
10	Menor presión de gas natural en tubería.	Tolerable	Válvula tipo bola, en Módulo de Reducción de Presión.	Metano (Gas Natural).
11	No hay presión del gas natural en tubería.	Tolerable	Válvula tipo bola, en Módulo de Reducción de Presión.	Metano (Gas Natural).
12	Mayor flujo de gas natural en tubería.	Tolerable	Válvula tipo bola, en Módulo de Reducción de Presión.	Metano (Gas Natural).
13	Menor flujo de gas natural en tubería.	Tolerable	Válvula tipo bola, en Módulo de Reducción de Presión.	Metano (Gas Natural).
14	No hay flujo de gas natural en tubería.	Tolerable	Válvula tipo bola, en Módulo de Reducción de Presión.	Metano (Gas Natural).
15	Mayor corrosión en tubería.	Tolerable	Válvula tipo bola, en Módulo de Reducción de Presión.	Metano (Gas Natural).
16	Presencia de contaminantes en el gas natural.	Tolerable	Válvula tipo bola, en Módulo de Reducción de Presión.	Metano (Gas Natural).
17	Mayor presión de gas natural en válvula.	ALARP	Válvula tipo esfera en entrada de Estación de Medición.	Metano (Gas Natural).
18	Menor presión de gas natural en válvula.	Tolerable	Válvula tipo esfera en entrada de Estación de Medición.	Metano (Gas Natural).
19	No hay presión del gas natural en válvula.	Tolerable	Válvula tipo esfera en entrada de Estación de Medición.	Metano (Gas Natural).
20	Mayor flujo de gas natural en válvula.	Tolerable	Válvula tipo esfera en entrada de Estación de Medición.	Metano (Gas Natural).
21	Menor flujo de gas natural en válvula.	Tolerable	Válvula tipo esfera en entrada de Estación de Medición.	Metano (Gas Natural).
22	No hay flujo de gas natural en válvula.	Tolerable	Válvula tipo esfera en entrada de Estación de Medición.	Metano (Gas Natural).
23	Mayor corrosión en válvula.	Tolerable	Válvula tipo esfera en entrada de Estación de Medición.	Metano (Gas Natural).
24	Presencia de contaminantes en el gas natural.	Tolerable	Válvula tipo esfera en entrada de Estación de Medición.	Metano (Gas Natural).

No.	Descripción del riesgo identificado	Nivel de Riesgo	Identificación del nodo o sistema	Sustancia involucrada
25	Mayor presión del gas natural en tubería.	ALARP	Tuberías de Panel de Descarga, Módulo de Reducción de Presión y/o Estación de Medición.	Metano (Gas Natural).
26	Menor presión del gas natural en tubería.	ALARP	Tuberías de Panel de Descarga, Módulo de Reducción de Presión y/o Estación de Medición.	Metano (Gas Natural).
27	No hay presión del gas natural en tubería.	Tolerable	Tuberías de Panel de Descarga, Módulo de Reducción de Presión y/o Estación de Medición.	Metano (Gas Natural).
28	Mayor flujo de gas natural en tubería.	Tolerable	Tuberías de Panel de Descarga, Módulo de Reducción de Presión y/o Estación de Medición.	Metano (Gas Natural).
29	Menor flujo del gas natural en tubería.	Tolerable	Tuberías de Panel de Descarga, Módulo de Reducción de Presión y/o Estación de Medición.	Metano (Gas Natural).
30	No hay flujo del gas natural en tubería.	Tolerable	Tuberías de Panel de Descarga, Módulo de Reducción de Presión y/o Estación de Medición.	Metano (Gas Natural).
31	Mayor corrosión en la tubería.	Tolerable	Tuberías de Panel de Descarga, Módulo de Reducción de Presión y/o Estación de Medición.	Metano (Gas Natural).
32	Presencia de contaminantes en el gas natural.	Tolerable	Tuberías de Panel de Descarga, Módulo de Reducción de Presión y/o Estación de Medición.	Metano (Gas Natural).

5.4.2. Análisis cuantitativo de riesgo.

5.4.2.1. Análisis de frecuencias.

Se realizará un análisis detallado de frecuencias para aquellos Escenarios de Riesgo que se hayan identificado y ubicado en las regiones de Riesgo "no tolerable y/o ALARP", dichos escenarios se tienen que derivar de la identificación de Peligros y jerarquización de Escenarios de Riesgo (análisis cualitativo de Riesgo). Al respecto, podrá utilizar Análisis árbol de Fallas y/o Análisis árbol de Eventos, u otra metodología que se considere pertinente y aplicable, de conformidad con las características del Proyecto y/o Instalación, en cualquier caso, deberá sustentar los criterios técnicos utilizados para la aplicación de la metodología utilizada. Asimismo, indicará las referencias bibliográficas o bases de datos utilizadas para la obtención de las frecuencias.

Árbol de Fallas.

El árbol de fallas es una herramienta empleada para el análisis de cómo pueden llegar a ocurrir y de las posibles interrelaciones entre los eventos. Se trata de un proceso deductivo que permite determinar cómo puede tener lugar un suceso en particular apoyando en la cuantificación de los riesgos involucrados. El árbol de fallas descompone un accidente en sus elementos contribuyentes, ya sean éstos, fallas humanas o de equipos del proceso y sucesos externos, principalmente. El resultado es una representación lógica en la que aparecen cadenas de sucesos capaces de generar un suceso culminante que ocupa la cúspide del árbol. De manera sistemática y lógica se representan las combinaciones de las situaciones que pueden dar lugar a la producción del "evento a evitar", conformando niveles sucesivos de tal manera que cada suceso esté generado a partir de sucesos del nivel inferior, siendo el nexo de unión entre niveles la existencia de "operadores o puertas lógicas (OR y AND)". El árbol se desarrolla en sus distintas ramas hasta alcanzar una serie de "sucesos básicos", denominados así porque no precisan de otros anteriores a ellos para ser explicados. También alguna rama puede terminar por alcanzar un "suceso no desarrollado" en otros, sea por falta de información o por la poca utilidad de analizar las causas que lo producen. La metodología empleada consiste en representar cada interrelación con un símbolo del álgebra de Boole.

Si para la ocurrencia de un evento se requiere que dos o más condiciones se cumplan simultáneamente, utilizamos el símbolo "AND" y si para la ocurrencia sólo se requiere que una de dos o más condiciones se cumpla, usamos la compuerta "OR". Multiplicando y/o sumando todas las probabilidades de los eventos contribuyentes unidos mediante una misma compuerta "AND" o "OR", se obtiene la probabilidad del evento del siguiente nivel jerárquico.

Se utilizan modelos de fallas de componentes y se analizan sus efectos potenciales a partir de parámetros disponibles en información bibliográfica especializada, para cada tipo de fallas.

El árbol de fallas es un diagrama lógico que muestra las interrelaciones entre el evento no deseado en un sistema (efecto) y las razones para el evento (causas). Las razones pueden ser condiciones ambientales o eventos normales que se espera que ocurran en la vida del sistema y fallas de componentes específicos. Así, un árbol de fallas construido coherentemente muestra las diferentes combinaciones de fallas y otros eventos los cuales pueden guiar a un evento no deseado.

Probabilidad de ocurrencia.

Para la determinación del valor de probabilidad se recurrió a un árbol de fallas, que contenga los elementos de mayor ponderación al riesgo, determinados en el análisis HAZOP. Mediante la asignación de probabilidades de cada evento que pueda tener participación en el riesgo, la probabilidad de su ocurrencia puede ser calculada. Una vez procesados los datos se obtiene la probabilidad de ocurrencia de un evento final. Las probabilidades pueden ser clasificadas de varias formas, como se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 5.23. Valor de probabilidad de ocurrencia de fallas

Frecuencia	Descripción	Valor
10^{-1}	Frecuentemente ocurre	0.1
10^{-2}	Comúnmente ocurre	0.01
10^{-3}	Ocasionalmente ocurre	0.001
10^{-4}	Raramente ocurre	0.0001
10^{-5}	Remotamente ocurre	0.00001

A continuación, se realizará un análisis detallado de frecuencias para aquellos Escenarios de Riesgo que se hayan identificado y ubicado en las regiones de

Riesgo "no tolerable y/o ALARP", los cuales fueron los nodos 1 y 9 de acuerdo al análisis Hazop y la Tabla 5.23 presentada anteriormente:

Tabla 5.24. Probabilidades de falla.

Nodo	Desviación	Falla/Causa	Probabilidad de Falla
1	Mayor presión del gas natural en válvula.	Falla en válvula de 8" en la entrada a la ERM.	1×10^{-3}
9	Mayor presión de gas natural en tubería.	Ruptura de tubería por sobrepresión en tubería (falle de válvula).	1×10^{-3}
10	Menor presión de gas natural en tubería.	Ruptura de tubería por error humano.	1×10^{-3}

5.4.2.2. Análisis de consecuencias.

5.4.2.2.1. Eventos de Riesgo Modelados.

A partir de la identificación de Riesgos mediante el HAZOP, se procedió a la determinación de los escenarios de simulación para cada una de las fallas de mayor riesgo en cada Nodo, por tal motivo, los escenarios de riesgo propuestos fueron los siguientes:

1. Fuga de Gas Natural Comprimido en la tubería de 1 ½" de diámetro @250 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería, localizada en el panel de descarga de la terminal de descarga, debido a un golpe por actividades de mantenimiento.
2. Fuga de Gas Natural Comprimido en la tubería de 1 ½" de diámetro @250 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería, localizada en el panel de descarga de la terminal de descarga, debido a un golpe por actividades de mantenimiento.
3. Fuga de Gas Natural Comprimido en la válvula tipo bola que controla el flujo de salida del panel de descarga de 1 ½" de diámetro @250 bar. debido a un golpe por actividades de mantenimiento, se origina una ruptura del 100% de la válvula.

4. Fuga de Gas Natural Comprimido en la tubería de 1 ½" de diámetro @250 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería, localizada a la salida del panel de descarga de la terminal de descarga, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.
5. Fuga de Gas Natural Comprimido en la tubería de 1 ½" de diámetro @250 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería, localizada a la salida del panel de descarga de la terminal de descarga, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.
6. Fuga de Gas Natural Comprimido en la válvula tipo bola que controla el flujo de entrada al Módulo de Reducción de Presión de 1 ½" de diámetro @250 bar, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante, se origina una ruptura del 100% de la válvula.
7. Fuga de Gas Natural en la válvula tipo bola que controla el flujo de salida del Módulo de Reducción de Presión de 3" de diámetro @21 bar, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante, se origina una ruptura del 100% de la válvula.
8. Fuga de Gas Natural en la tubería de 3" de diámetro @21 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería, localizada a la salida del del Módulo de Reducción de Presión, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.
9. Fuga de Gas Natural en la tubería de 3" de diámetro @21 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería, localizada a la salida del del Módulo de Reducción de Presión, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.
10. Fuga de Gas Natural en la tubería de 6" de diámetro @21 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería, localizada a la salida de la Estación de Medición, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.

11. Fuga de Gas Natural en la tubería de 6" de diámetro @21 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería, localizada a la salida de la Estación de Medición, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.
12. Fuga de Gas Natural en la válvula tipo esfera que controla el flujo de entrada a la Estación de Medición de 6" de diámetro @21 bar, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante, se origina una ruptura del 100% de la válvula.
13. Fuga de Gas Natural en la tubería de 6" de diámetro @21 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería, localizada en la Estación de Medición, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.
14. Fuga de Gas Natural en la tubería de 6" de diámetro @21 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería, localizada en la Estación de Medición, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.

Para realizar la descripción de los Radios de Afectación se modeló los efectos esperados a partir de la ocurrencia de los Eventos de Riesgo identificados y jerarquizados en el Análisis de Riesgos descrito en las secciones anteriores del presente capítulo.

Las modelaciones de explosión fueron hechas utilizando el Software SCRI Modelos en su Versión 4.5 y los eventos de incendio fueron hechos utilizando el Software SCRI Fuego en su Versión 2.2.

El funcionamiento del paquete computacional que se presenta, necesita de la alimentación de los datos meteorológicos y del escenario, los cuales a su vez son proporcionados por el usuario. Tomando con base estos datos, se desarrolla la estimación de los efectos que se pudieran generar por la dispersión de las nubes tóxicas, explosión o incendio, las cuales se originan accidentalmente de las

liberaciones de los compuestos con características de riesgo. El software tiene diversas opciones para la utilización de los siguientes modelos.

- Modelos de dispersión y descarga.
- Modelos de inflamabilidad, incluyendo los efectos de radiación resultantes para los incendios de chorro "jet – fire", incendios de alberca y explosiones por la expansión de vapores de líquidos en ebullición "BLEVEs".
- Modelos de explosión para calcular la sobrepresión y los efectos generados por esta, a partir del método TNT.
- Modelos para el riesgo por la liberación de sustancias tóxicas.

Tomando como base los resultados que proporciona la aplicación de los modelos, podemos obtener las distancias máximas que puede traer consigo la afectación para las condiciones de interés. En la siguiente sección, podemos ver una descripción general de los eventos de riesgo considerados para este caso.

5.4.2.2.2. Eventos de Incendio.

En estos eventos, las principales afectaciones se deben a la radiación emitida por el fuego, produce daños desde leves hasta catastróficos, dependiendo de su intensidad.

En la siguiente tabla podemos ver el significado práctico de los niveles de radiación que establece la norma API 521, ésta contempla el valor de diseño permisible (K), así como las condiciones esperadas para el nivel de radiación equivalente a ese valor de diseño.

Tabla 5.25. Diseño sugerido para niveles de radiación de quemadores, excluyendo la radiación solar (API 521).

Nivel de diseño permisible (K)		Condiciones
BTU/hr-ft ²	Kw/m ²	
5,000	15.77	Intensidad de calor en estructuras y áreas donde no se espera que los operadores realicen labores y haya protección contra calor radiante, por ejemplo, detrás de equipo.
3,000	9.46	Valor de K a la emisión de diseño en cualquier locación a la cual la gente tenga acceso (ejemplo: escalera bajo el quemador o en plataforma de servicio de una torre cercana). La exposición debe limitarse a pocos segundos, suficientes solo para retirarse de la zona.
2,000	6.31	Intensidad de calor en áreas donde puedan requerirse acciones de emergencia, por parte de personal sin protección pero con ropa adecuada. Se considera que las acciones tengan una duración de hasta 1 minuto.
1,500	4.73	Intensidad de calor en áreas donde puedan necesitarse acciones de emergencia que mantengan duración de varios minutos. Dichas acciones se consideran que serán realizadas por personal sin protección pero con ropa adecuada.
500	1.58	Valor de K a la emisión de diseño en cualquier locación que el personal esté continuamente expuesto.

El Banco Mundial, nos proporciona reportes que declaran los efectos observados para diferentes niveles de radiación térmica. En la siguiente tabla se incluye esta información:

Tabla 5.26. Efectos de la radiación térmica (Banco Mundial).

Efectos de radiación térmica (kW/m ²)	Efecto observado
37.5	Suficiente para causar daño a equipo de proceso.
25	Energía mínima para encender la madera en exposiciones indefinidamente largas (sin piloto).
12.5	Energía mínima para encender la madera con piloto, fusión de tubería de plástico.
9.5	Umbral de dolor alcanzado después de 8 segundos: quemaduras de segundo grado después de 20 segundos.
4	Suficiente para causar dolor a personal que no se cubra en 20 segundos, es posible la formación de ampollas en la piel (quemaduras de segundo grado); 0 letalidad.
1.6	No causará incomodidad por exposición prolongada.

Tomando como referencia la información que se presentó anteriormente, podemos ver que las especies de flora o la vegetación aún presente en la zona, en caso de ocurrencia de un incendio podrían verse afectadas del punto en donde se genere el evento hasta la distancia en la que se encuentren 25 kW/m^2 , la cual representa la radiación a la cual se enciende la madera sin necesidad de tener presente un piloto.

En la norma API 521, nos mencionan la relación del tiempo durante el cual se experimenta la radiación y las consecuencias que puede sufrir la persona expuesta a ella. En la siguiente tabla se incluye el tiempo de exposición necesario para alcanzar el umbral de dolor.

Tabla 5.27. Tiempo de exposición necesario para alcanzar el umbral de dolor (API 521).

Intensidad de radiación (BTU/hr-ft ²)	Intensidad de radiación (Kw/m ²)	Tiempo de umbral de dolor (segundos)
500	1.74	60
740	2.33	40
920	2.90	30
1,500	4.73	16
2,200	6.94	9
3,000	9.46	6
3,700	11.67	4
6,300	19.87	2

5.4.2.2.3. Eventos de Explosión.

En estos eventos, el efecto destructivo que se pueda ocasionar está dado por la formación de ondas de sobrepresión, éstas tienen un valor máximo en el punto donde se origina la explosión y disminuyen conforme nos alejamos de ese punto. Existe una relación en la magnitud de la explosión, ya que es directamente proporcional con la cantidad de material involucrado en la explosión. Podemos calcular las ondas de sobrepresión utilizando el modelo de explosión de TNT, el cual iguala la nube con una masa equivalente de TNT considerando la siguiente expresión:

$$m_{TNT} = \frac{m_A \times \Delta Hc}{1,120} \times f \quad \text{(Ecuación 5.1.)}$$

- Dónde:
- m_{TNT} : masa equivalente de TNT (kg)
 - m_A : masa del material presente en la explosión (kg)
 - ΔHc : calor de combustión del material (kcal/kg)
 - f: fracción de masa del material que explota (1 a 10%)

El modelo que utiliza el SCRI, determina el valor de la sobrepresión a partir de la masa equivalente de TNT empleando una aproximación a la gráfica de Kingery and Bulmash publicadas en *Lees, F. P., 1996, Loss prevention in the process industries, 2nd Edition*. Esta curva se incluye en la Figura 5.45 para su consulta.

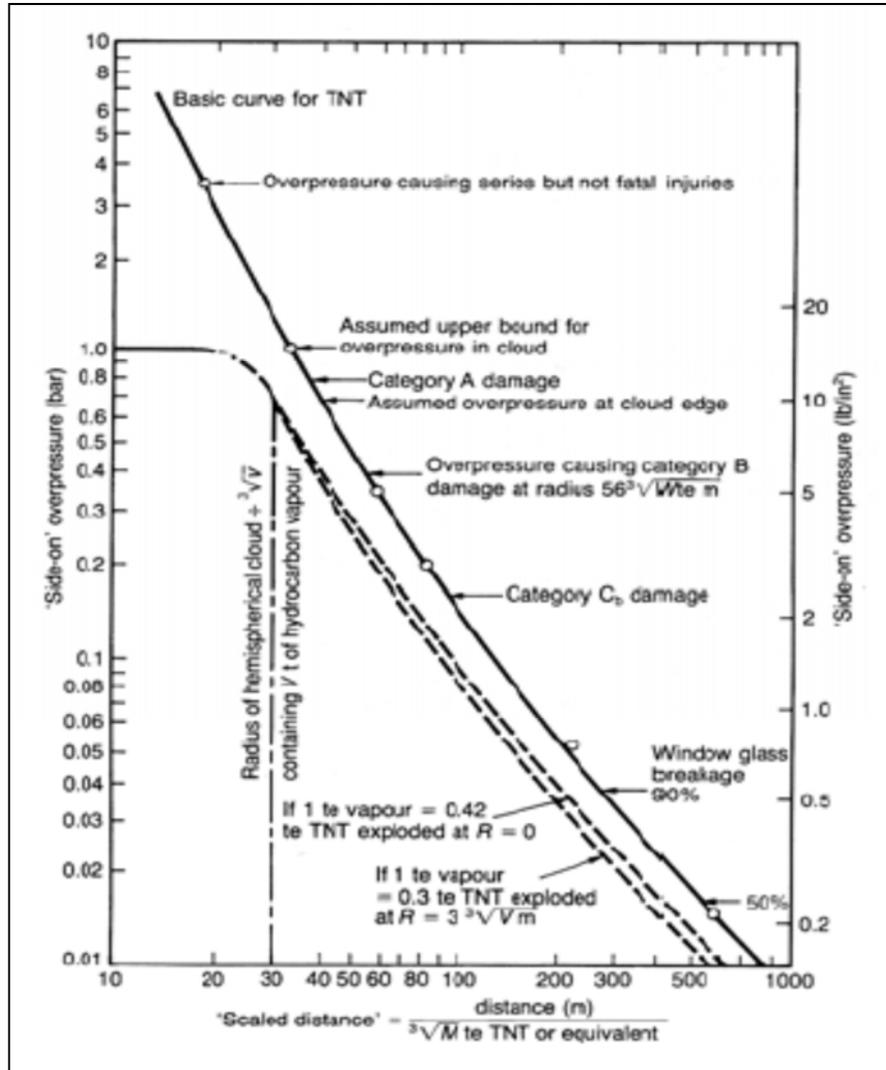


Figura 5.45. Gráfica para la sobrepresión de onda de choque ocasionada por la explosión de una nube de gas (Lees, F. P., 1996).

En la Figura 5.45, observamos una gráfica que permite obtener el valor de la distancia de referencia a partir de un valor de interés de la sobrepresión.

A partir de la distancia de referencia y de la masa equivalente de TNT podemos obtener el radio de la onda de sobrepresión desde la fuente de explosión, para lo cual se emplea la siguiente ecuación:

$$r = z \times m_{TNT}^{\frac{1}{3}} \quad \text{(Ecuación 5.2.)}$$

Dónde: r: radio de sobrepresión (m)
 z: distancia de referencia (m)

En una onda de choque se genera la sobrepresión la cual produce efectos que pueden traducirse en un significado práctico, a partir de la estimación de las afectaciones que podrían generarse a partir de la detonación de un material. La tabla presentada más adelante, nos arroja un listado que muestra el significado práctico de diferentes niveles de sobrepresión calculados.

En el tema de las ondas de sobrepresión, la zona de alto riesgo se encuentra definida por una onda de sobrepresión de 1 psi, la cual es suficiente para producir la demolición parcial de casas. En el caso de la zona de amortiguamiento, ésta es definida por una onda de sobrepresión de 0.5 psi con la capacidad de causar la ruptura de vidrios de las ventanas.

Si se presenta que diversas especies de fauna transitaran en la zona, puede mencionarse que una sobrepresión de 0.02 psig ocasionaría un ruido que pudiera tomarse como un factor de disturbio. En el caso de una sobrepresión de 0.04 psig, se considera la presencia de un ruido fuerte con capacidad de generar fallas en el vidrio.

Tabla 5.28. Significado práctico de los niveles de sobrepresión.

Presión (psig)	Daño producido
0.02	Ruido molesto (137 dB si es de baja frecuencia 10-15 Hz).
0.03	Ruptura ocasional de ventanas bajas que ya estén bajo tensión.
0.04	Ruido fuerte (143 dB), falla de vidrio por efecto sónico.

Presión (psig)	Daño producido
0.1	Ruptura de ventanas pequeñas bajo tensión.
0.15	Presión típica para ruptura de vidrio.
0.3	Distancia segura (probabilidad de 0.95 de que no haya daño serio después de este valor); límite de proyectiles; algún daño a techos de casas; 10% del vidrio de ventanas se rompe.
0.4	Daño estructural menor limitado.
0.5	Ventanas grandes y pequeñas se hacen añicos; daño ocasional a marcos de ventanas.
0.7	Daño menor a estructuras de casas.
1.0	Demolición parcial de casas, volviéndolas inhabitables.
1-2	Asbestos corrugados se hacen añicos; falla de sujetadores de paneles de aluminio o acero corrugado, después se doblan; sujetadores de paneles de madera (típicos en casas) fallan, los paneles se rompen.
1.3	Marcos de acero del revestimiento de edificios ligeramente distorsionados.
2	Colapso parcial de paredes y techos de casas.
2-3	Paredes de concreto o escoria, no reforzadas, se estrellan.
2.3	Límite inferior de daño estructural serio.
2.5	50% destrucción de la mampostería de casas.
3	Máquinas pesadas (3,000 lb) en edificios industriales sufrieron poco daño; edificio con marcos de acero distorsionado y arrancado de sus cimientos.
3-4	Demolición de edificio sin marcos o de paneles de acero; ruptura de tanques de almacenamiento de petróleo.
4	Ruptura de revestimiento de edificios industriales ligeros.
5	Postes de madera para servicios partidos; prensa hidráulica alta (40,000 lb) en edificio ligeramente dañada.
5-7	Destrucción casi completa de casas.
7	Volcadura de vagones de ferrocarril cargados.
7-8	Paneles de ladrillo, 8-12 in de grosor, no reforzados, fallan por cizalla o flexión.
9	Vagón de ferrocarril cargado completamente demolido.
10-15	Probable destrucción total de edificios; máquinas herramienta pesadas (7,000 lb) desplazadas y dañadas seriamente, herramientas para maquinaria muy pesadas (12,000 lb) sobrevivieron.

5.4.2.2.4. Planteamiento de Escenarios y Modelos empleados.

A continuación, podemos ver las modelaciones de los eventos de riesgo que fueron identificados de acuerdo al análisis de riesgo aplicado a través del HAZOP y la posterior jerarquización de eventos. El método utilizado para la obtención de la cantidad de gas liberado para una de las rupturas planteadas se muestra a continuación, este procedimiento de cálculo fue aplicado al resto de los casos:

Tabla 5.29. Planteamiento de Escenarios y Modelos empleados.

No. Caso	Clave del Escenario	Descripción
1	1A-FUGA-1 1/2IN-PD-50%	Fuga de Gas Natural Comprimido en la tubería de 1 ½" de diámetro @250 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería, localizada en el panel de descarga de la terminal de descarga, debido a un golpe por actividades de mantenimiento.
2	1B-FUGA-1 1/2IN-PD-100%	Fuga de Gas Natural Comprimido en la tubería de 1 ½" de diámetro @250 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería, localizada en el panel de descarga de la terminal de descarga, debido a un golpe por actividades de mantenimiento.
3	2A-VAL-1 1/2IN- 100%	Fuga de Gas Natural Comprimido en la válvula tipo bola que controla el flujo de salida del panel de descarga de 1 ½" de diámetro @250 bar. debido a un golpe por actividades de mantenimiento, se origina una ruptura del 100% de la válvula. .
4	3A-FUGA-1 1/2IN-50%	Fuga de Gas Natural Comprimido en la tubería de 1 ½" de diámetro @250 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería, localizada a la salida del panel de descarga de la terminal de descarga, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.
5	3B-FUGA-1 1/2IN-100%	Fuga de Gas Natural Comprimido en la tubería de 1 ½" de diámetro @250 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería, localizada a la salida del panel de descarga de la terminal de descarga, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.
6	4A-VAL-1 1/2IN- 100%	Fuga de Gas Natural Comprimido en la válvula tipo bola que controla el flujo de entrada al Módulo de Reducción de Presión de 1 ½" de diámetro @250 bar, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante, se origina una ruptura del 100% de la válvula.
7	5A-VAL-3IN- 100%	Fuga de Gas Natural en la válvula tipo bola que controla el flujo de salida del Módulo de Reducción de Presión de 3" de diámetro @21 bar, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante, se origina una ruptura del 100% de la válvula.
8	6A-FUGA-3IN- 50%	Fuga de Gas Natural en la tubería de 3" de diámetro @21 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería, localizada a la salida del del Módulo de Reducción de Presión, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.
9	6B-FUGA-3IN- 100%	Fuga de Gas Natural en la tubería de 3" de diámetro @21 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería, localizada a la salida del del Módulo de Reducción de Presión, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.
10	7A-FUGA-6IN- 50%	Fuga de Gas Natural en la tubería de 6" de diámetro @21 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería, localizada a la salida de la Estación de Medición, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.
11	7B-FUGA-6IN- 100%	Fuga de Gas Natural en la tubería de 6" de diámetro @21 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería, localizada a la salida de la Estación de Medición, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.
12	8A-VAL-6IN- 100%	Fuga de Gas Natural en la válvula tipo esfera que controla el flujo de entrada a la Estación de Medición de 6" de diámetro @21 bar, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante, se origina una ruptura del 100% de la válvula.

No. Caso	Clave del Escenario	Descripción
13	9A-FUGA-6IN-EM-50%	Fuga de Gas Natural en la tubería de 6" de diámetro @21 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería, localizada en la Estación de Medición, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.
14	9B-FUGA-6IN-EM-100%	Fuga de Gas Natural en la tubería de 6" de diámetro @21 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería, localizada en la Estación de Medición, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.

Ruptura total de la línea de gas natural.

Para este caso se modeló una ruptura catastrófica de la tubería de conducción de gas natural, siendo el primer paso calcular la masa de gas liberado a partir de las condiciones a las cuales se transporta el combustible.

El flujo de gas liberado a través de un orificio en una línea de conducción puede obtenerse mediante la siguiente expresión:

$$\dot{m} = C_D A P_1 \sqrt{\frac{2g_c M}{R_g T_1} \cdot \frac{k}{k-1} \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{2/k} - \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{k-1/k} \right]}$$

- Dónde:
- \dot{m} = flujo de masa a través del orificio (masa/tiempo)
 - C_D = coeficiente de descarga (adimensional)
 - A = área del orificio de descarga (m²)
 - P_1 = presión en la línea antes de la descarga (fuerza/área)
 - g_c = constante de gravitacional (fuerza/masa-aceleración)
 - M = peso molecular el gas (masa/moles)
 - k = relación de capacidad calorífica C_p/C_v (adimensional)
 - R_g = constante del gas ideal
 - T_1 = temperatura dentro de la línea de gas (°K)
 - P_2 = presión en la línea después de la descarga

A medida que la presión P_1 va decreciendo observamos que el flujo alcanza un valor máximo, éste ocurre cuando la velocidad de la descarga de gas alcanza la velocidad del sonido. En este punto el flujo se vuelve independiente de la caída de presión y depende solamente de la presión que tiene el gas dentro de la línea. Por lo que la Ecuación 5.3 se transforma en la siguiente ecuación:

$$\dot{m} = C_D A P_1 \sqrt{\frac{kg_c M}{R_g T_1} \cdot \left(\frac{2}{k+1} \right)^{\frac{(k+1)}{(k-1)}}}$$

El peso molecular del gas natural se obtuvo considerando la siguiente composición molar reportada en la hoja de seguridad que se incluye en el **Anexo 4**.

Tabla 5.30. Composición del gas natural.

Material	% molar	Peso molecular (kg/mol)
Nitrógeno	0.2112	28.0135
Metano	93.1825	16.0428
Dióxido de carbono	1.0693	44.0098
Etano	3.7239	30.0696
Propano	1.0586	44.0965
Butano	0.755	58.1234

La masa molecular M de una mezcla gaseosa se obtiene mediante la expresión:

$$M = \sum x_i M_i$$

donde M_i y x_i son los pesos moleculares y la fracción de cada componente del gas natural mostrados en la tabla anterior. Sustituyendo los parámetros se tiene:

$$M = (0.002112) (28.0135) + (0.931825) (16.0428) + (0.010693) (44.0098) + (0.037239) (30.0696) + (0.010586) (44.0965) + (0.00755) (58.1234) = 17.5042427 \text{ kg/kmol}$$

Por otro lado la relación de capacidad calorífica k se obtuvo de acuerdo a su definición:

$$k = \frac{C_p}{C_v} = \frac{C_p}{C_p - R_g}$$

En la siguiente tabla se incluyen los valores de capacidades caloríficas reportadas en la literatura, considerando una temperatura de 25°C.

Tabla 5.31. Constantes para la determinación del C_p del gas natural

Componente	$C_p = \text{J/mol}^\circ\text{C}$
Nitrógeno	29.126
Metano	35.679
Dióxido de carbono	37.243
Etano	52.390
Propano	73.466
Butano	98.345

Tomando como datos los cálculos de las capacidades caloríficas y la composición, se evaluó la capacidad calorífica del gas natural mediante la siguiente expresión:

$$C_p = \sum x_i C_{p_i}$$

donde C_{p_i} y x_i son el peso molecular y fracción molar de cada componente del gas natural, al sustituirse estos parámetros se obtuvo el $C_p = 37.1775 \text{ J/mol}^\circ\text{C}$.

Con el valor obtenido de la capacidad calorífica y utilizando la constante de los gases ideales en la ecuación de la relación de capacidad calorífica se obtuvo que $k = 1.29$.

Para el caso de una ruptura total de una de las tuberías principales, obtendríamos el área del orificio con la siguiente ecuación:

$$A = \frac{\pi D^2}{4}$$

donde D es el diámetro del orificio (m).

En la tabla que a continuación se presenta, se muestra un resumen con los valores de las variables involucradas en el cálculo del flujo de descarga de gas natural.

Tabla 5.32. Variables involucradas en el cálculo del flujo de descarga de gas.

Símbolo	Valor	Unidades	Descripción
K	1.29	Adimensional	Relación de capacidad calorífica (C_p/C_v)
C_D	0.63	Adimensional	Coefficiente de descarga
g_c	1	kg m/ N s ²	Constante gravitacional
M	17.5	kg/mol	Peso molecular del gas
R_g	8,314.73	Pa m ³ / kmol K	Constante del gas ideal
T_1	298.15	K	Temperatura en la línea de gas
P_1	980,880.93	Pa	Presión en la línea de gas
A	0.01824	m ²	Área del orificio de descarga (6" diámetro)

Tomando en cuenta un suministro continuo de gas natural, la masa total liberada en una fuga estaría determinada por el flujo de descarga a través del orificio producido y por el tiempo de duración del evento.

En todas las modelaciones realizadas se empleó un tiempo de 5 minutos (300 segundos), tomando en cuenta que este valor representaría el tiempo máximo en el cual se controlaría la fuga ya que las válvulas cuentan con ese tiempo de respuesta al detectar un cambio de presión significativa. El personal a cargo del estudio de riesgo considera que de acuerdo a los dispositivos de control de las instalaciones de las estaciones y las válvulas, este tiempo (5 minutos) sería suficiente para controlar una liberación extraordinaria de gas natural.

La masa de gas liberada se calculó a partir de la siguiente expresión:



$$m_{GN} = \dot{m} \cdot t$$

Escenarios a modelar y datos de alimentación al simulador (Gas Natural).

Para cada caso se calculó el flujo y la masa de gas que se liberaría debido a la fuga para un tiempo de respuesta de 5 min, en la siguiente tabla se presentan los valores obtenidos para los diferentes casos analizados:

Tabla 5.33. Masa de gas liberada debido a fuga.

Caso	Clave del Escenario	Ruptura	Diámetro de tubería		Diámetro del orificio		Área transversal del orificio (m ²)	Presión (kgf/cm ²)	Flujo de descarga (kg/s)	Masa descargada en 5 min (kg)
			Nominal (in)	Interior (m)	(in)	(m)				
1	1A-FUGA-1 1/2IN-PD-50%	50%	1 1/2	0.0381	0.75	0.01905	0.441786467	254.929	7.6843	2,305.29
2	1B-FUGA-1 1/2IN-PD-100%	100%	1 1/2	0.0381	1 1/2	0.0381	1.767145868	254.929	30.7375	9,221.25
3	2A-VAL-1 1/2IN-100%	100%	1 1/2	0.0381	1 1/2	0.0381	1.767145868	254.929	30.7375	9,221.25
4	3A-FUGA-1 1/2IN-50%	50%	1 1/2	0.0381	0.75	0.01905	0.441786467	254.929	7.6843	2,305.29
5	3B-FUGA-1 1/2IN-100%	100%	1 1/2	0.0381	1 1/2	0.0381	1.767145868	254.929	30.7375	9,221.25
6	4A-VAL-1 1/2IN-100%	100%	1 1/2	0.0381	1 1/2	0.0381	1.767145868	254.929	30.7375	9,221.25
7	5A-VAL-3IN- 100%	100%	3	0.0762	3	0.0762	7.068583471	21.414	10.2408	3,072.24
8	6A-FUGA-3IN- 50%	50%	3	0.0762	1.5	0.0381	1.767145868	21.414	2.5602	768.06
9	6B-FUGA-3IN- 100%	100%	3	0.0762	3	0.0762	7.068583471	21.414	10.2408	3,072.24
10	7A-FUGA-6IN- 50%	50%	6	0.1524	3	0.0762	7.068583471	21.414	10.2408	3,072.24
11	7B-FUGA-6IN- 100%	100%	6	0.1524	6	0.1524	28.27433388	21.414	40.9633	12,288.99
12	8A-VAL-6IN- 100%	100%	6	0.1524	6	0.1524	28.27433388	21.414	40.9633	12,288.99
13	9A-FUGA-6IN- EM-50%	50%	6	0.1524	3	0.0762	7.068583471	21.414	10.2408	3,072.24
14	9B-FUGA-6IN- EM-100%	100%	6	0.1524	6	0.1524	28.27433388	21.414	40.9633	12,288.99

Para llevar a cabo las simulaciones de los eventos fue necesario tomar ciertas consideraciones. A continuación, se presentan aquellas que permanecen constantes, en caso de aplicar en el modelo de simulación respectivo:

- Las características físicas y químicas del gas natural permanecen constantes respecto al tiempo y están descritas en la Hoja de Seguridad (**Anexo 4**).
- Para los datos climatológicos, se obtuvieron los datos del Observatorio Atmosférico Puerto Morelos de la Unidad Académica de Sistemas Arrecifales del Instituto de Ciencias del Mar y Limnología perteneciente a la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), los datos obtenidos corresponden al periodo del 29 de febrero de 2020 al 6 de marzo de 2020 los cuales se encuentran en la siguiente página: <https://www.ruoa.unam.mx/index.php?page=estaciones&id=14#datos>. Se utilizó una temperatura promedio de 24.71 °C; una humedad relativa promedio de 74% y una velocidad del viento promedio de 6.86 m/s.

Tabla 5.34. Datos de Alimentación al Simulador para los Eventos de Riesgo Identificados.

Evento	Parámetro	Datos
Condiciones climatológicas	Velocidad de vientos:	24.696 km/h = 6.86 m/s
	Temperatura ambiente:	24.71 °C.
	Humedad relativa:	74 %
		Estabilidad: Pasquill A (Muy Inestable)
		Día
Incendio	Coeficiente de descarga:	0.63
	Radiación de interés:	25 kW/m ² , Zona de Alto Riesgo (energía mínima para encender la madera en exposiciones indefinidamente largas (sin piloto).
		5 kW/m ² , Zona de Amortiguamiento (suficiente para causar quemaduras de segundo grado).
		1.4 kW/m ² , (No se espera alcanzar el umbral de dolor).
Explosión	Factor de eficiencia de explosividad:	0.03
	Sobrepresión de interés	1 psig (ocasiona ruido y daños estructurales) 0.5 psig (ocasiona ruido y ruptura de ventanas)

5.4.2.2.5. Resultados de las Modelaciones.

En el siguiente apartado se muestran los resultados de las modelaciones utilizando el Software SCRI Modelos en su Versión 4.3 y SCRI Fuego en su versión 1.3.1 de la empresa Dinámica Heurística.

Caso 1.

Clave de Escenario. 1A-FUGA-1 1/2IN-PD-50%

Fuga de Gas Natural Comprimido en la tubería de 1 ½" de diámetro @250 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería, localizada en el panel de descarga de la terminal de descarga, debido a un golpe por actividades de mantenimiento.

Incendio.

Al generarse la fuga y encontrar una fuente de ignición se produciría un incendio, que generaría una flama con una longitud de 4 m, a partir de la cual se generaría una zona de alto riesgo con una radiación en la periferia de 25 kw/m² a una distancia

máxima de afectación de 19.31 m, se generaría una radiación de 5 kW/m² a una distancia de 41.9 m y la zona de amortiguamiento definida por una radiación de 1.4 kW/m², se daría a una distancia máxima de 77.11 m a partir del punto en que se genere la flama. En la siguiente figura se incluye una imagen que muestra la gráfica de los radios de afectación que se generarían.

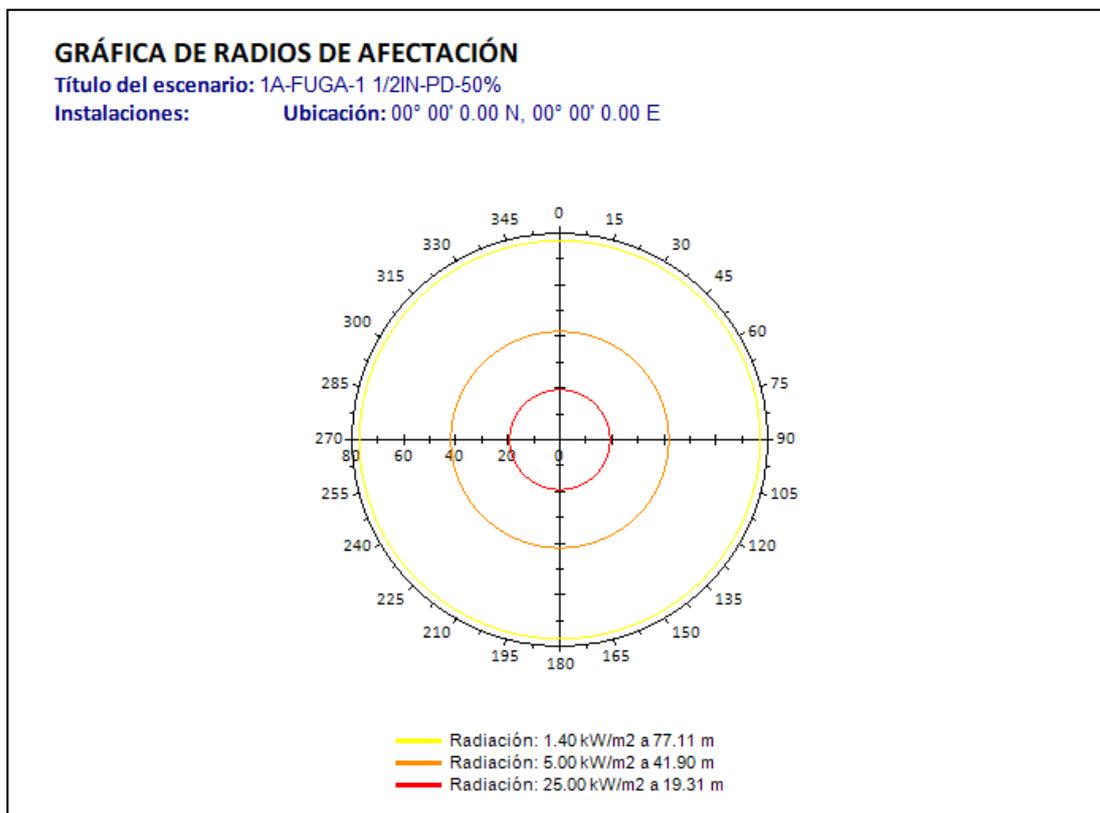


Figura 5.46. Gráfica de los radios de afectación generados por un incendio derivado de la fuga de Gas Natural Comprimido en la tubería de 1 ½" de diámetro @250 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería.

Explosión.

En caso de que la fuga no encuentre de inmediato una fuente de ignición cercana, se generaría una masa de nube explosiva durante 5 minutos, que es el tiempo de respuesta estimado para la atención de la emergencia. Con base en los resultados

obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 71.53 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3 psig; una distancia de 163.27 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig, suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 277.54 m a partir del punto en el que se genere la fuga. En la siguiente figura se incluye la gráfica de las ondas de sobrepresión generada por un evento de las características antes mencionadas.

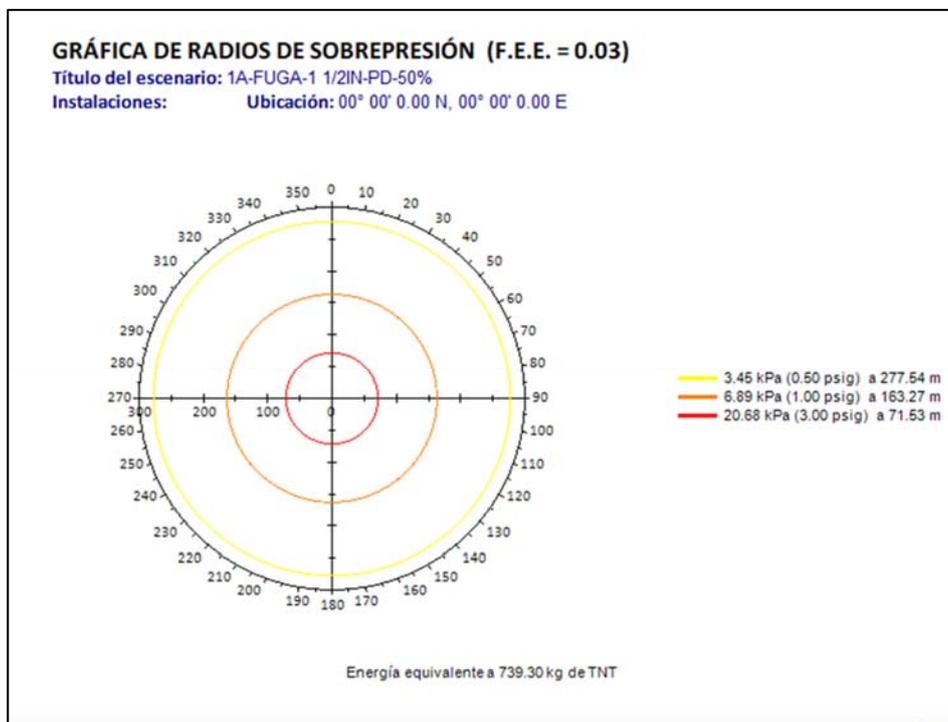


Figura 5.47. Gráfica de las ondas de sobrepresión ocasionadas por una explosión de gas natural originada por una fuga de Gas Natural Comprimido en la tubería de 1 ½" de diámetro @250 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería.

Caso 2.

Clave de Escenario. 1B-FUGA-1 1/2IN-PD-100%

Fuga de Gas Natural Comprimido en la tubería de 1 ½" de diámetro @250 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería, localizada en el panel de descarga de la terminal de descarga, debido a un golpe por actividades de mantenimiento..

Incendio.

Al generarse la fuga y encontrar una fuente de ignición se produciría un incendio, que generaría una flama con una longitud de 8.1 m, a partir de la cual se generaría una zona de alto riesgo con una radiación en la periferia de 25 kw/m² a una distancia máxima de afectación de 37.48 m, se generaría una radiación de 5 kw/m² a una distancia de 81.34 m y la zona de amortiguamiento definida por una radiación de 1.4 kW/m², se daría a una distancia máxima de 149.69 m a partir del punto en que se genere la flama. En la siguiente figura se incluye una imagen que muestra la gráfica de los radios de afectación que se generarían.

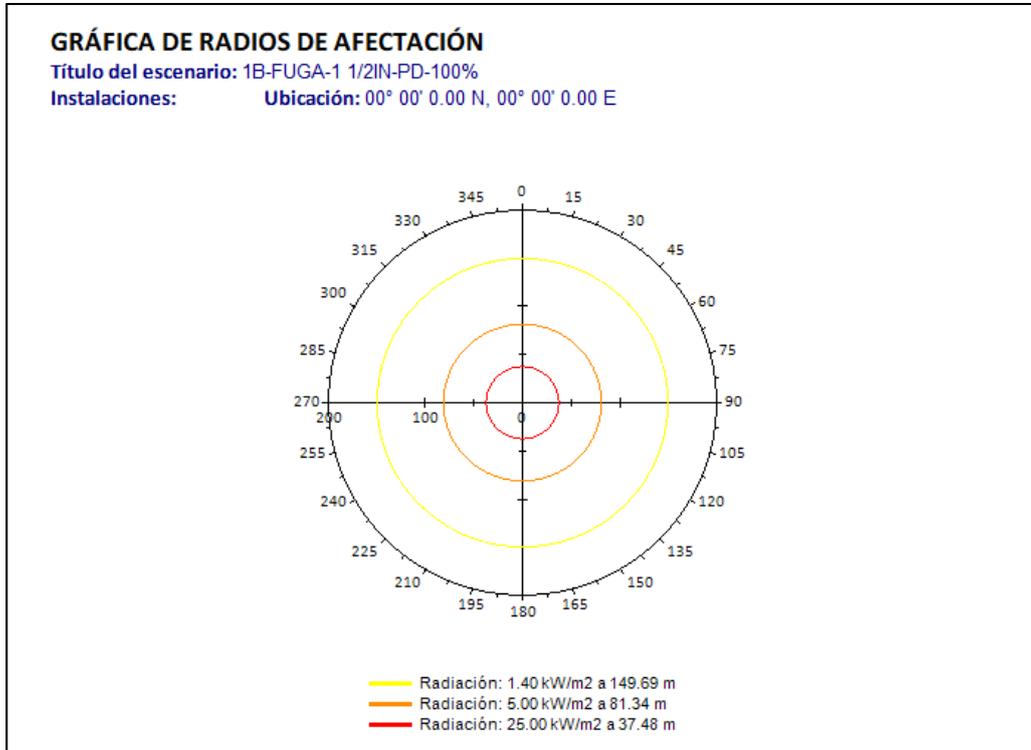


Figura 5.48. Gráfica de los radios de afectación generados por un incendio derivado de la fuga de Gas Natural Comprimido en la tubería de 1 ½" de diámetro @250 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería.

Explosión.

En caso de que la fuga no encuentre de inmediato una fuente de ignición cercana, se generaría una masa de nube explosiva durante 5 minutos, que es el tiempo de respuesta estimado para la atención de la emergencia. Con base en los resultados obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 113.54 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3 psig; una distancia de 259.18 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig, suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 440.56 m a partir del punto en el que se genere la fuga. En la siguiente figura se incluye la gráfica de las ondas de sobrepresión generada por un evento de las características antes mencionadas.

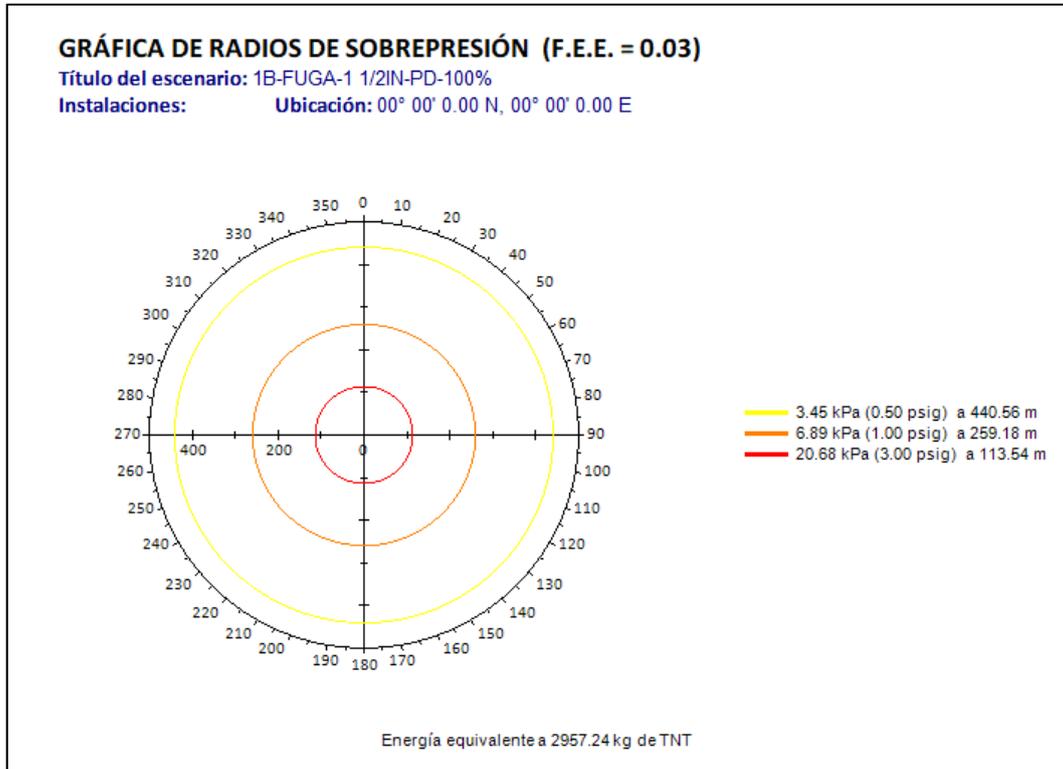


Figura 5.49. Gráfica de las ondas de sobrepresión ocasionadas por una explosión de gas natural originada por una fuga de Gas Natural Comprimido en la tubería de 1 ½" de diámetro @250 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería.

Caso 3.

Clave de Escenario. 2A-VAL-1 1/2IN-100%

Fuga de Gas Natural Comprimido en la válvula tipo bola que controla el flujo de salida del panel de descarga de 1 ½" de diámetro @250 bar. debido a un golpe por actividades de mantenimiento, se origina una ruptura del 100% de la válvula.

Incendio.

Al generarse la fuga y encontrar una fuente de ignición se produciría un incendio, que generaría una flama con una longitud de 8.1 m, a partir de la cual se generaría una zona de alto riesgo con una radiación en la periferia de 25 kw/m² a una distancia máxima de afectación de 37.48 m, se generaría una radiación de 5 kw/m² a una distancia de 81.34 m y la zona de amortiguamiento definida por una radiación de 1.4 kW/m², se daría a una distancia máxima de 149.69 m a partir del punto en que se genere la flama. En la siguiente figura se incluye una imagen que muestra la gráfica de los radios de afectación que se generarían.

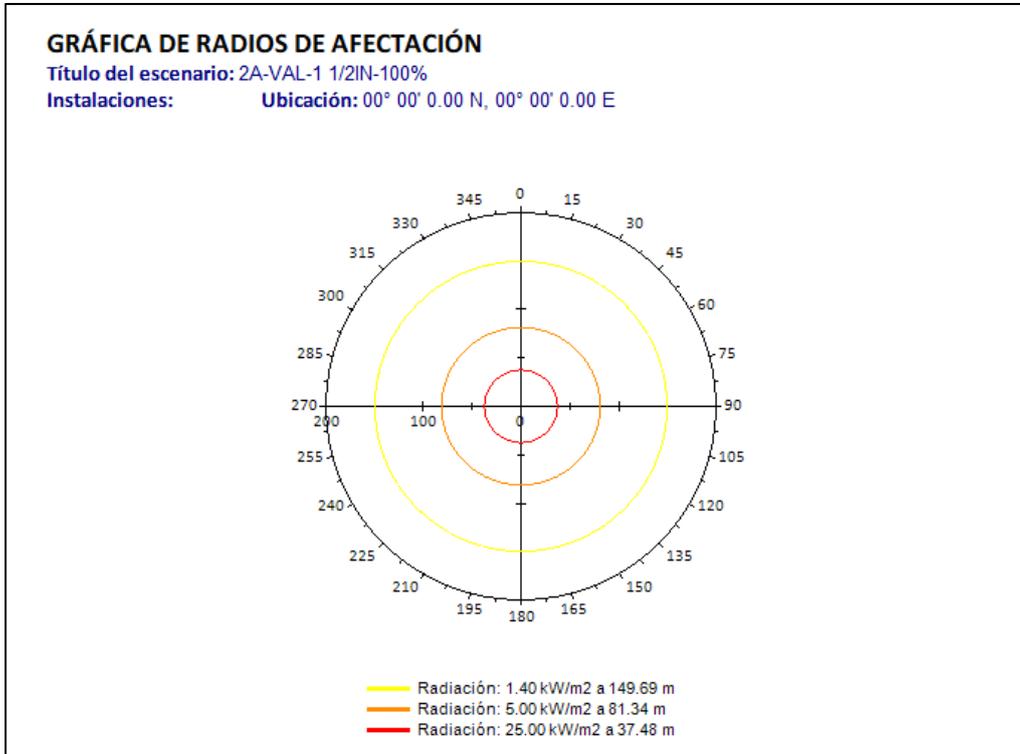


Figura 5.50. Gráfica de los radios de afectación generados por un incendio derivado de la fuga de gas natural comprimido por la ruptura del 100% de la válvula tipo bola de 1 1/2" @250 bar.

Explosión.

En caso de que la fuga no encuentre de inmediato una fuente de ignición cercana, se generaría una masa de nube explosiva durante 5 minutos, que es el tiempo de respuesta estimado para la atención de la emergencia. Con base en los resultados obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 113.54 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3 psig; una distancia de 259.18 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig, suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 440.56 m a partir del punto en el que se genere la fuga. En la siguiente figura se incluye la gráfica de las ondas de sobrepresión generada por un evento de las características antes mencionadas.

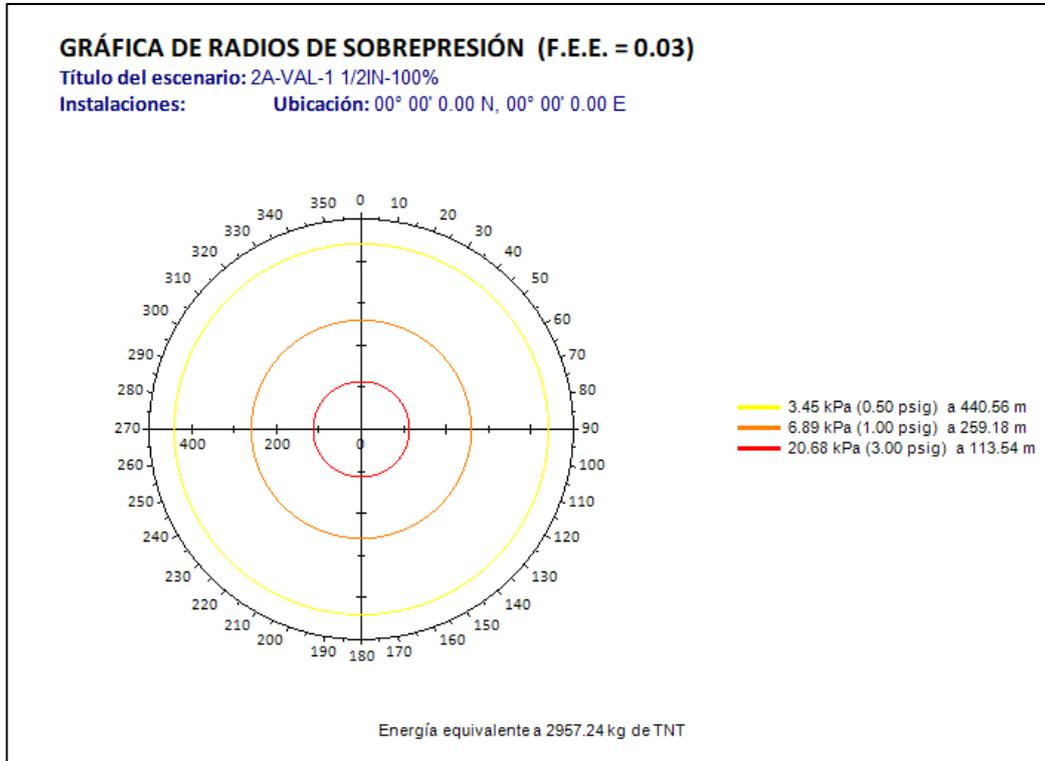


Figura 5.51. Gráfica de las ondas de sobrepresión ocasionadas por una explosión originada por fuga de gas natural comprimido por la ruptura del 100% de la válvula tipo bola de 1 1/2" @250 bar.

Caso 4.

Clave de Escenario. 3A-FUGA-1 1/2IN-50%

Fuga de Gas Natural Comprimido en la tubería de 1 ½" de diámetro @250 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería, localizada a la salida del panel de descarga de la terminal de descarga, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.

Incendio.

Al generarse la fuga y encontrar una fuente de ignición se produciría un incendio, que generaría una flama con una longitud de 4 m, a partir de la cual se generaría una zona de alto riesgo con una radiación en la periferia de 25 kw/m² a una distancia máxima de afectación de 19.31 m, se generaría una radiación de 5 kw/m² a una

distancia de 41.90 m y la zona de amortiguamiento definida por una radiación de 1.4 kW/m², se daría a una distancia máxima de 77.11 m a partir del punto en que se genere la flama. En la siguiente figura se incluye una imagen que muestra la gráfica de los radios de afectación que se generarían.

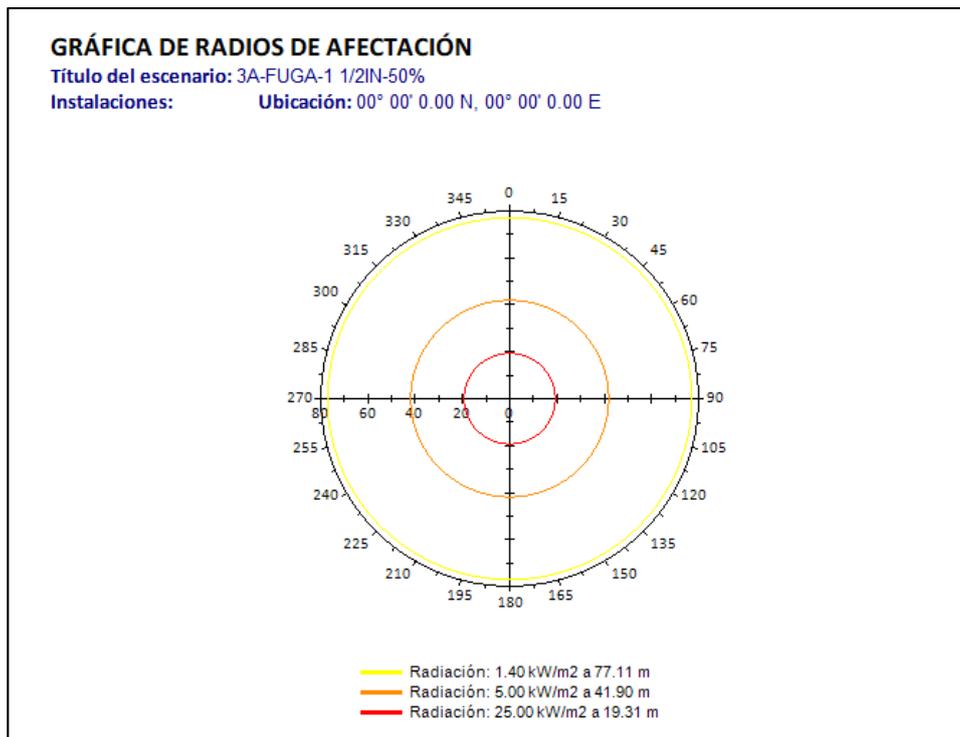


Figura 5.52. Gráfica de los radios de afectación generados por un incendio derivado de la fuga de Gas Natural Comprimido en la tubería de 1 ½" de diámetro @250 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería.

Explosión.

En caso de que la fuga no encuentre de inmediato una fuente de ignición cercana, se generaría una masa de nube explosiva durante 5 minutos, que es el tiempo de respuesta estimado para la atención de la emergencia. Con base en los resultados obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 71.53 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3

psig; una distancia de 163.27 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig, suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 277.54 m a partir del punto en el que se genere la fuga. En la siguiente figura se incluye la gráfica de las ondas de sobrepresión generada por un evento de las características antes mencionadas.

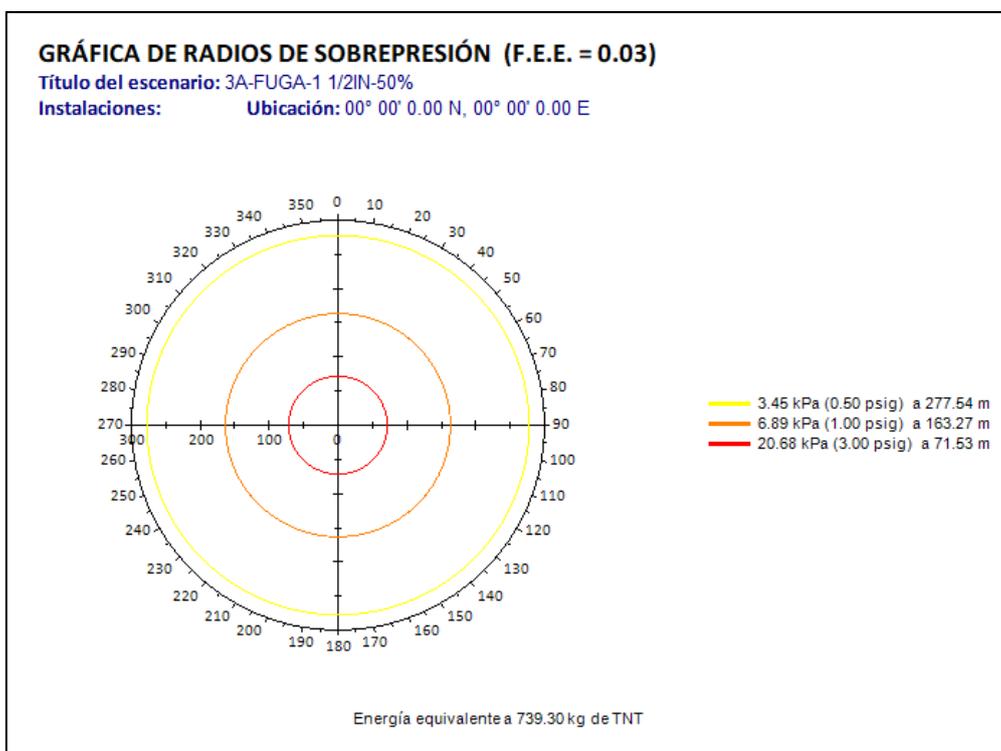


Figura 5.53. Gráfica de las ondas de sobrepresión ocasionadas por una explosión de gas natural originada por una fuga de Gas Natural Comprimido en la tubería de 1 ½" de diámetro @250 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería.

Caso 5.

Clave de Escenario. 3B-FUGA-1 1/2IN-100%

Fuga de Gas Natural Comprimido en la tubería de 1 ½" de diámetro @250 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería, localizada a la salida del panel de descarga de la terminal de descarga, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.

Incendio.

Al generarse la fuga y encontrar una fuente de ignición se produciría un incendio, que generaría una flama con una longitud de 8.1 m, a partir de la cual se generaría una zona de alto riesgo con una radiación en la periferia de 25 kw/m² a una distancia máxima de afectación de 37.48 m, se generaría una radiación de 5 kw/m² a una distancia de 81.34 m y la zona de amortiguamiento definida por una radiación de 1.4 kW/m², se daría a una distancia máxima de 149.69 m a partir del punto en que se genere la flama. En la siguiente figura se incluye una imagen que muestra la gráfica de los radios de afectación que se generarían.

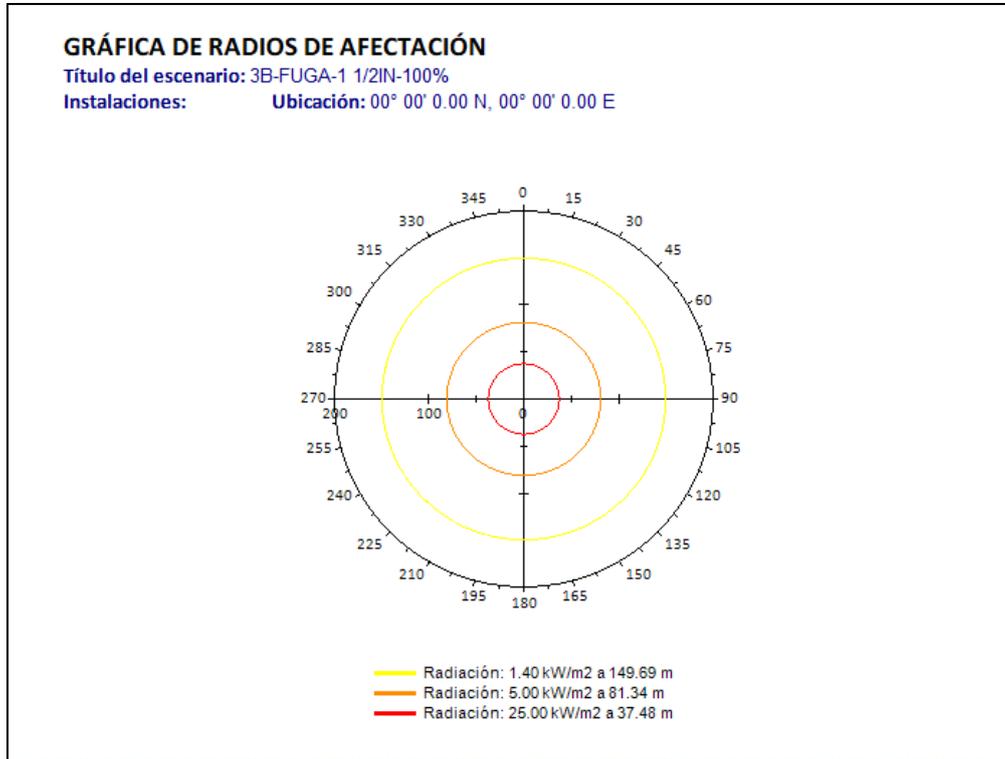


Figura 5.54. Gráfica de los radios de afectación generados por un incendio derivado de la fuga de Gas Natural Comprimado en la tubería de 1 ½" de diámetro @250 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería.

Explosión.

En caso de que la fuga no encuentre de inmediato una fuente de ignición cercana, se generaría una masa de nube explosiva durante 5 minutos, que es el tiempo de respuesta estimado para la atención de la emergencia. Con base en los resultados obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 113.54 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3 psig; una distancia de 259.18 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig, suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 440.56 m a partir del punto en el que se genere la fuga. En la siguiente figura se incluye la gráfica de las ondas de sobrepresión generada por un evento de las características antes mencionadas.

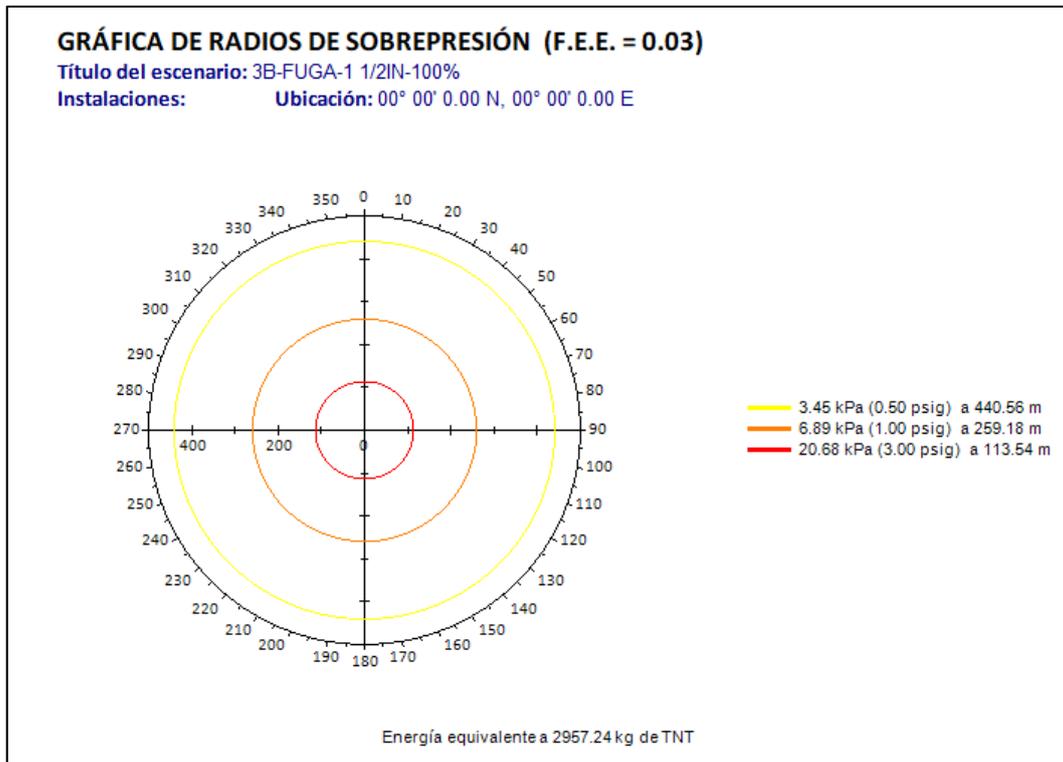


Figura 5.55. Gráfica de las ondas de sobrepresión ocasionadas por una explosión de gas natural originada por una fuga de Gas Natural Comprimido en la tubería de 1 ½" de diámetro @250 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería.

Caso 6.

Clave de Escenario. 4A-VAL-1 1/2IN-100%

Fuga de Gas Natural Comprimido en la válvula tipo bola que controla el flujo de entrada al Módulo de Reducción de Presión de 1 ½" de diámetro @250 bar, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante, se origina una ruptura del 100% de la válvula.

Incendio.

Al generarse la fuga y encontrar una fuente de ignición se produciría un incendio, que generaría una flama con una longitud de 8.1 m, a partir de la cual se generaría una zona de alto riesgo con una radiación en la periferia de 25 kw/m² a una distancia máxima de afectación de 37.48 m, se generaría una radiación de 5 kw/m² a una distancia de 81.34 m y la zona de amortiguamiento definida por una radiación de 1.4 kW/m², se daría a una distancia máxima de 149.69 m a partir del punto en que se genere la flama. En la siguiente figura se incluye una imagen que muestra la gráfica de los radios de afectación que se generarían.

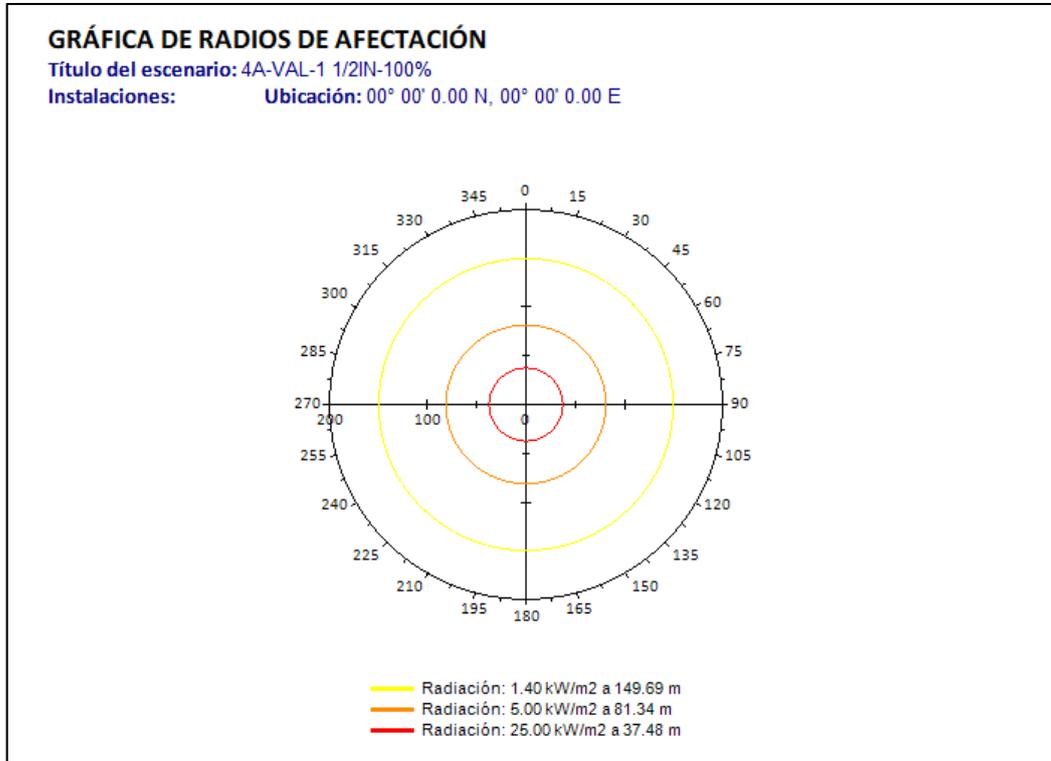


Figura 5.56. Gráfica de los radios de afectación generados por un incendio derivado de la fuga de gas natural comprimido por la ruptura del 100% de la válvula tipo bola de 1 1/2" @250 bar.

Explosión.

En caso de que la fuga no encuentre de inmediato una fuente de ignición cercana, se generaría una masa de nube explosiva durante 5 minutos, que es el tiempo de respuesta estimado para la atención de la emergencia. Con base en los resultados obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 113.54 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3 psig; una distancia de 259.18 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig, suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 440.56 m a partir del punto en el que se genere la fuga. En la siguiente figura se incluye la gráfica de las ondas de sobrepresión generada por un evento de las características antes mencionadas.

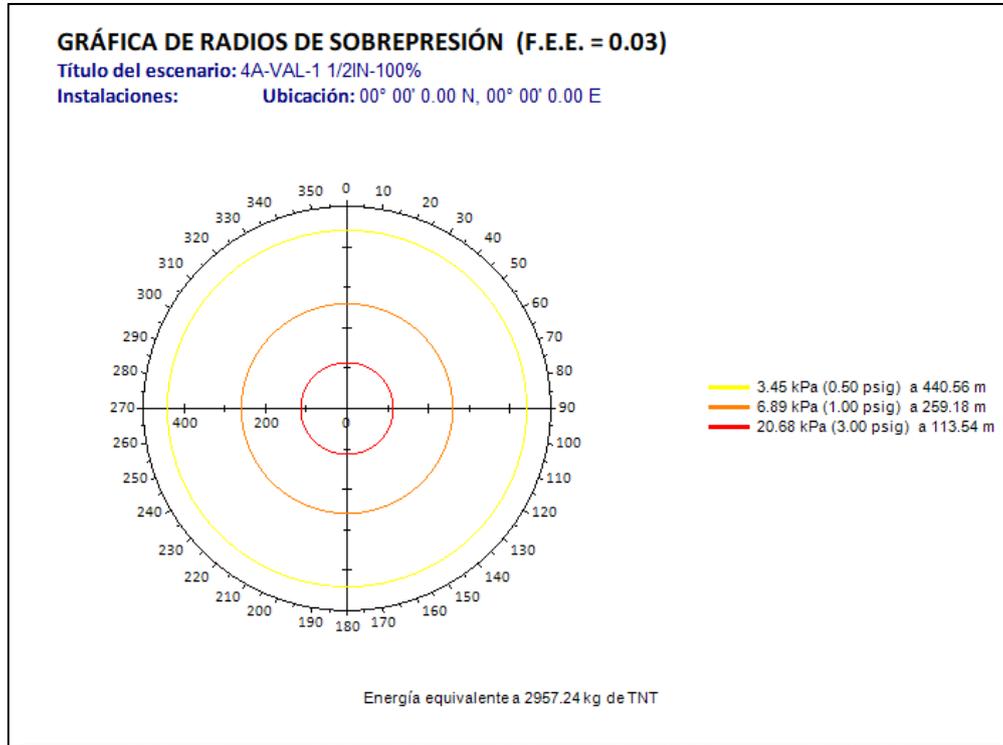


Figura 5.57. Gráfica de las ondas de sobrepresión ocasionadas por una explosión originada por fuga de gas natural comprimido por la ruptura del 100% de la válvula tipo bola de 1 1/2" @250 bar.

Caso 7.

Clave de Escenario. 5A-VAL-3IN-100%

Fuga de Gas Natural en la válvula tipo bola que controla el flujo de salida del Módulo de Reducción de Presión de 3" de diámetro @21 bar, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante, se origina una ruptura del 100% de la válvula.

Incendio.

Al generarse la fuga y encontrar una fuente de ignición se produciría un incendio, que generaría una flama con una longitud de 16.2 m, a partir de la cual se generaría una zona de alto riesgo con una radiación en la periferia de 25 kw/m² a una distancia máxima de afectación de 20.76 m, se generaría una radiación de 5 kw/m² a una

distancia de 47.44 m y la zona de amortiguamiento definida por una radiación de 1.4 kW/m², se daría a una distancia máxima de 88.13 m a partir del punto en que se genere la flama. En la siguiente figura se incluye una imagen que muestra la gráfica de los radios de afectación que se generarían.

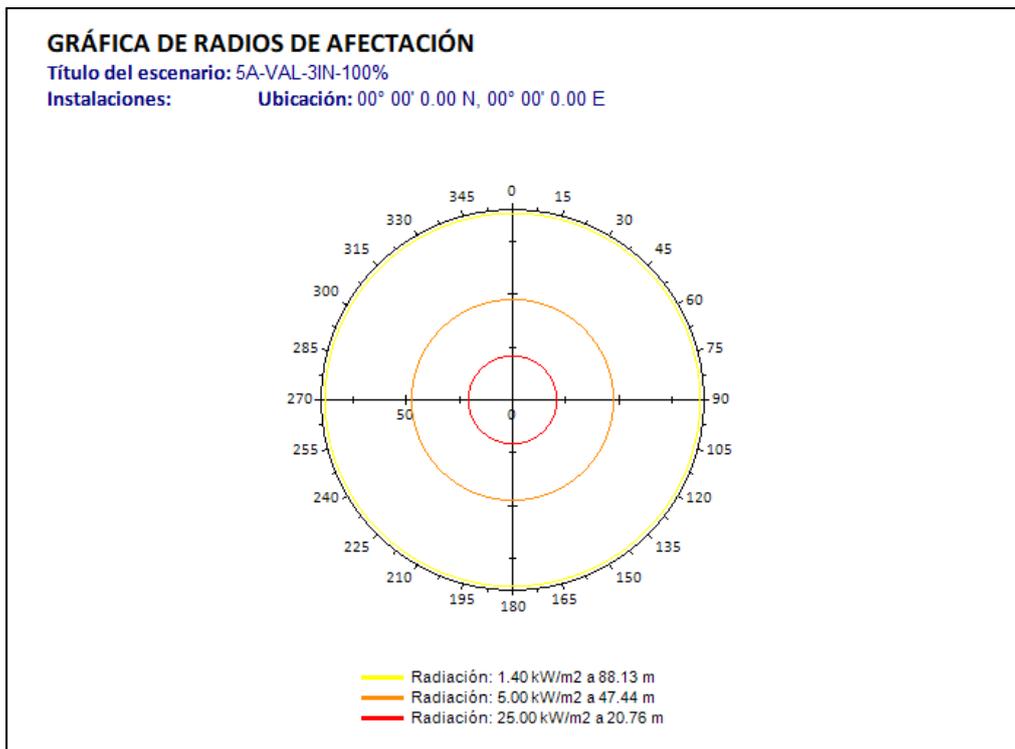


Figura 5.58. Gráfica de los radios de afectación generados por un incendio derivado de la fuga de gas natural por la ruptura del 100% de la válvula tipo bola de 3" @21 bar

Explosión.

En caso de que la fuga no encuentre de inmediato una fuente de ignición cercana, se generaría una masa de nube explosiva durante 5 minutos, que es el tiempo de respuesta estimado para la atención de la emergencia. Con base en los resultados obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 78.71 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3 psig; una distancia de 179.68 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig,

suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 305.42 m a partir del punto en el que se genere la fuga. En la siguiente figura se incluye la gráfica de las ondas de sobrepresión generada por un evento de las características antes mencionadas.

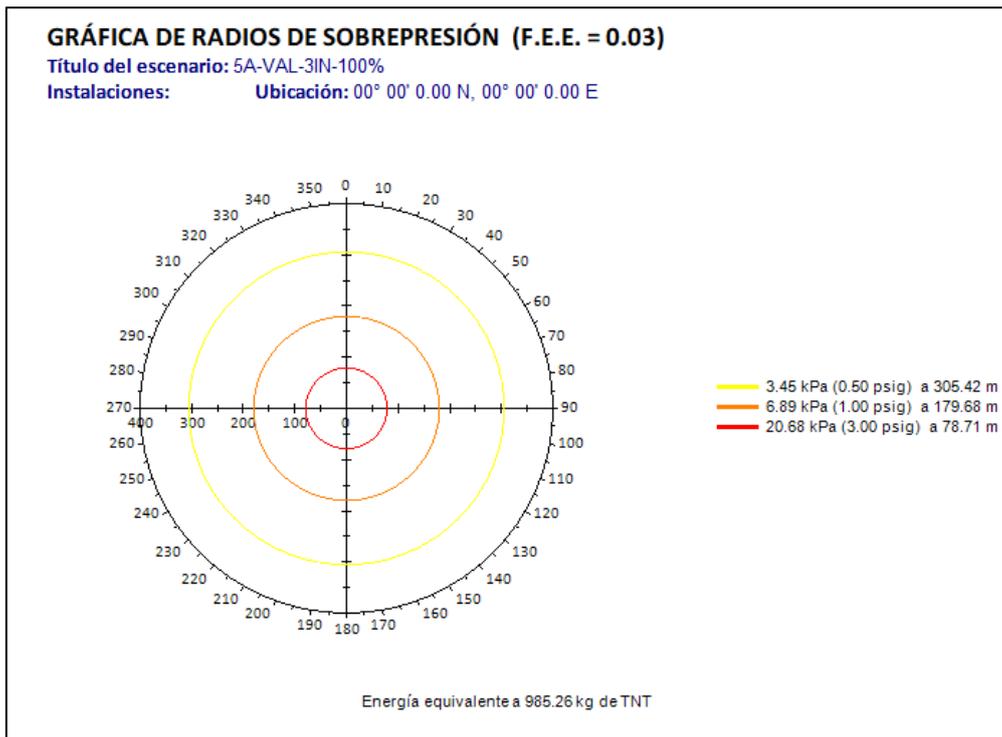


Figura 5.59. Gráfica de las ondas de sobrepresión ocasionadas por una explosión originada por fuga de gas natural por la ruptura del 100% de la válvula tipo bola de 3" @21 bar.

Caso 8.

Clave de Escenario. 6A-FUGA-3IN-50%

Fuga de Gas Natural en la tubería de 3" de diámetro @21 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería, localizada a la salida del del Módulo de Reducción de Presión, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.

Incendio.

Al generarse la fuga y encontrar una fuente de ignición se produciría un incendio, que generaría una flama con una longitud de 8.1 m, a partir de la cual se generaría una zona de alto riesgo con una radiación en la periferia de 25 kw/m² a una distancia máxima de afectación de 10.74 m, se generaría una radiación de 5 kw/m² a una distancia de 24.46 m y la zona de amortiguamiento definida por una radiación de 1.4 kW/m², se daría a una distancia máxima de 45.41 m a partir del punto en que se genere la flama. En la siguiente figura se incluye una imagen que muestra la gráfica de los radios de afectación que se generarían.

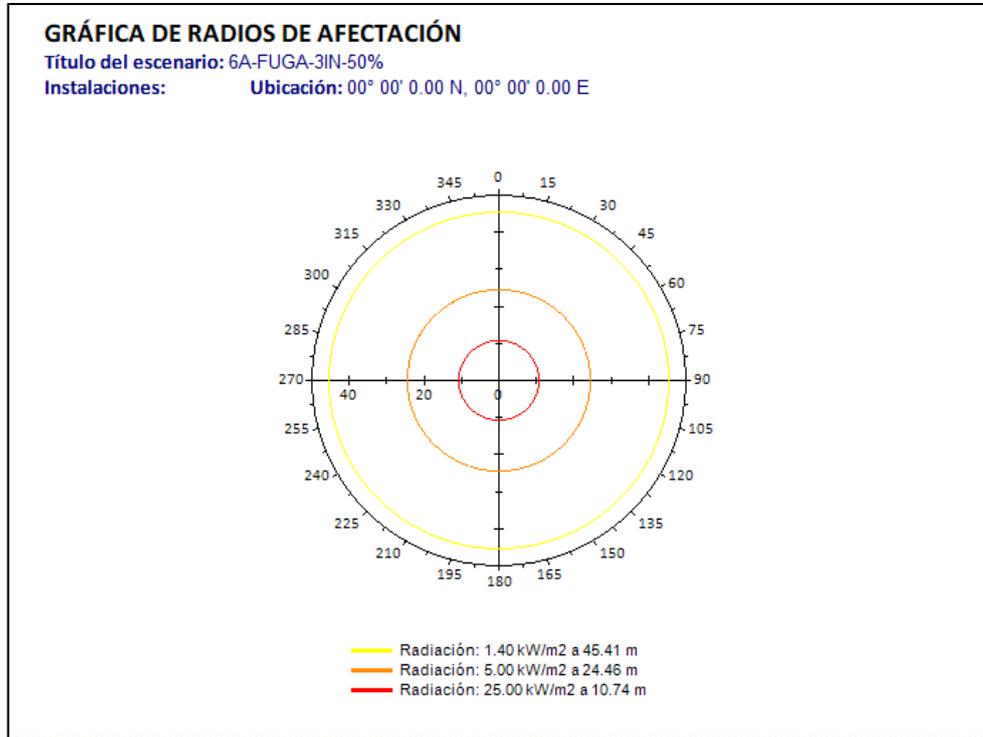


Figura 5.60. Gráfica de los radios de afectación generados por un incendio derivado de la fuga de Gas Natural en la tubería de 3" de diámetro @21 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería.

Explosión.

En caso de que la fuga no encuentre de inmediato una fuente de ignición cercana, se generaría una masa de nube explosiva durante 5 minutos, que es el tiempo de respuesta estimado para la atención de la emergencia. Con base en los resultados obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 49.58 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3 psig; una distancia de 113.19 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig, suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 192.4 m a partir del punto en el que se genere la fuga. En la siguiente figura se incluye la gráfica de las ondas de sobrepresión generada por un evento de las características antes mencionadas.

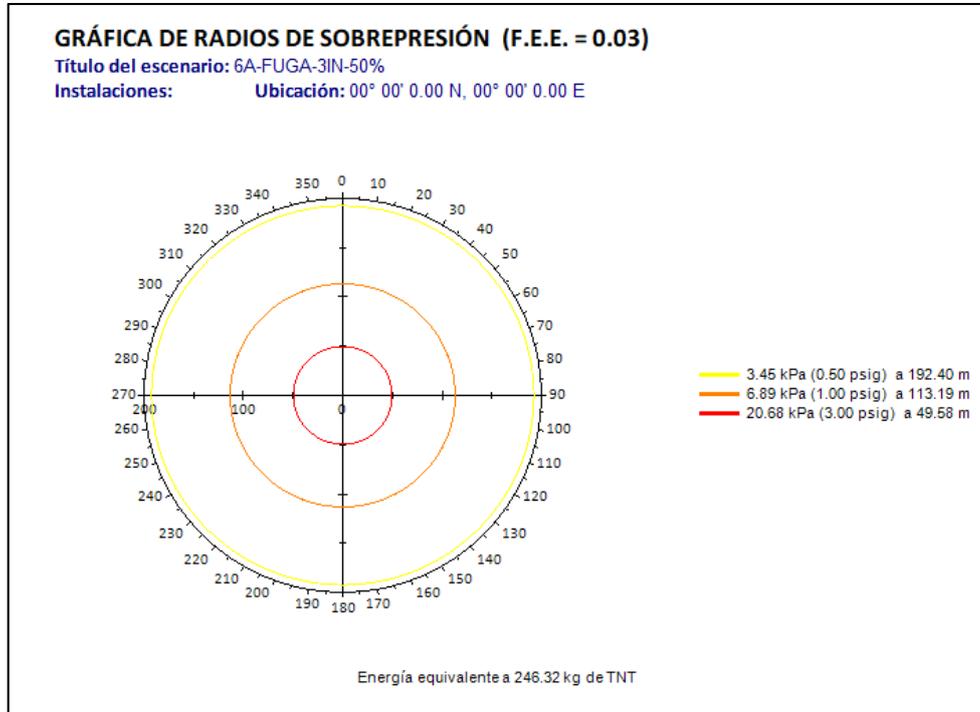


Figura 5.61. Gráfica de las ondas de sobrepresión ocasionadas por una explosión de gas natural originada por una fuga de Gas Natural en la tubería de 3" de diámetro @21 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería.

Caso 9.

Clave de Escenario. 6B-FUGA-3IN-100%

Fuga de Gas Natural en la tubería de 3" de diámetro @21 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería, localizada a la salida del del Módulo de Reducción de Presión, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.

Incendio.

Al generarse la fuga y encontrar una fuente de ignición se produciría un incendio, que generaría una flama con una longitud de 16.2 m, a partir de la cual se generaría una zona de alto riesgo con una radiación en la periferia de 25 kw/m² a una distancia máxima de afectación de 20.76 m, se generaría una radiación de 5 kw/m² a una distancia de 47.44 m y la zona de amortiguamiento definida por una radiación de 1.4 kW/m², se daría a una distancia máxima de 88.13 m a partir del punto en que se genere la flama. En la siguiente figura se incluye una imagen que muestra la gráfica de los radios de afectación que se generarían.

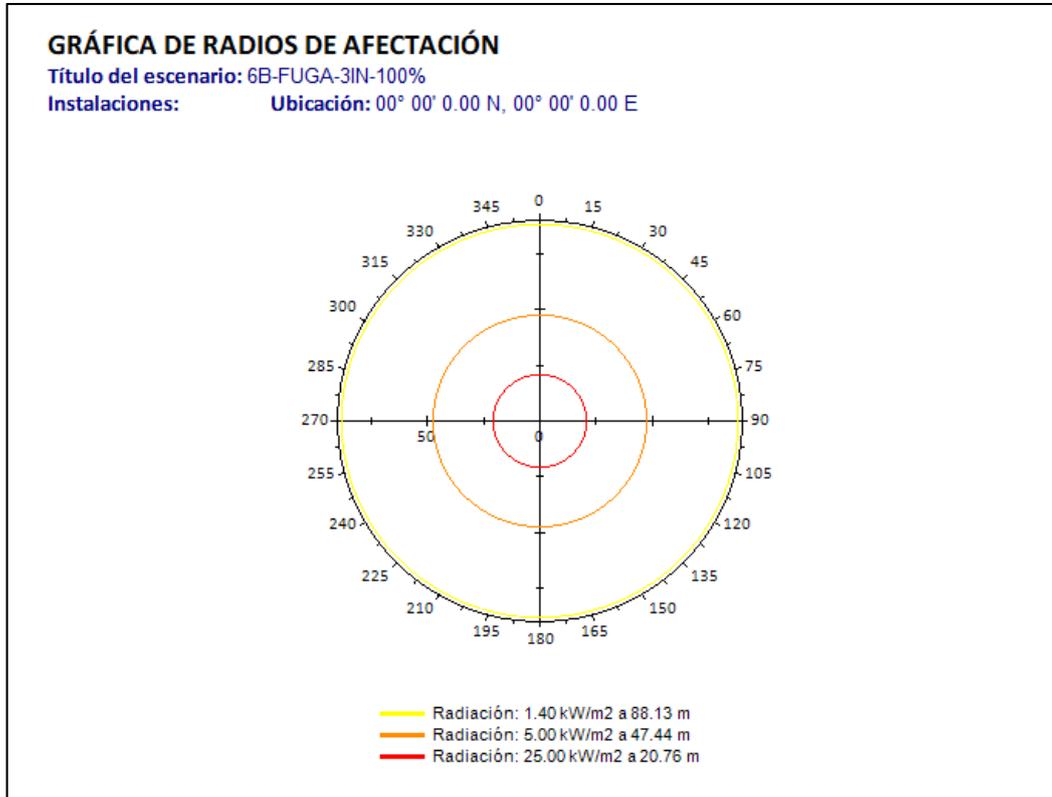


Figura 5.62. Gráfica de los radios de afectación generados por un incendio derivado de la fuga de Gas Natural en la tubería de 3" de diámetro @21 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería.

Explosión.

En caso de que la fuga no encuentre de inmediato una fuente de ignición cercana, se generaría una masa de nube explosiva durante 5 minutos, que es el tiempo de respuesta estimado para la atención de la emergencia. Con base en los resultados obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 78.71 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3 psig; una distancia de 179.69 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig, suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 305.42 m a partir del punto en el que se

genere la fuga. En la siguiente figura se incluye la gráfica de las ondas de sobrepresión generada por un evento de las características antes mencionadas.

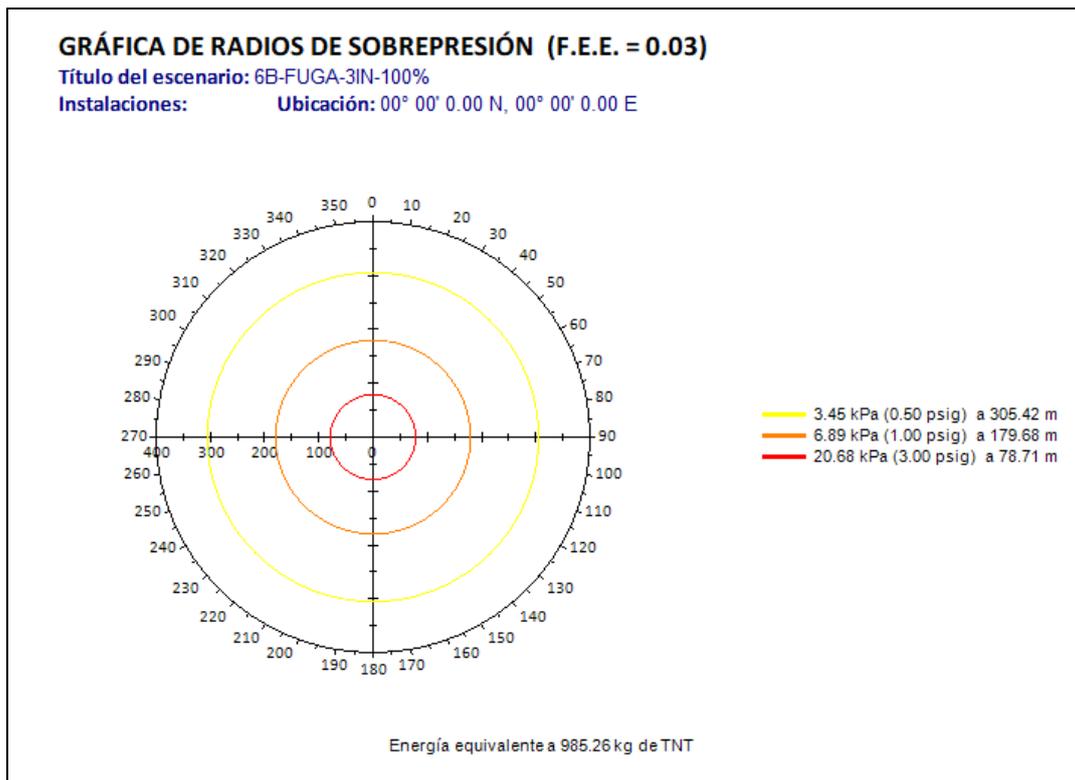


Figura 5.63. Gráfica de las ondas de sobrepresión ocasionadas por una explosión de gas natural originada por una fuga de Gas Natural en la tubería de 3" de diámetro @21 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería.

Caso 10.

Clave de Escenario. 7A-FUGA-6IN-50%

Fuga de Gas Natural en la tubería de 6" de diámetro @21 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería, localizada a la salida de la Estación de Medición, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.

Incendio.

Al generarse la fuga y encontrar una fuente de ignición se produciría un incendio, que generaría una flama con una longitud de 16.2 m, a partir de la cual se generaría una zona de alto riesgo con una radiación en la periferia de 25 kw/m² a una distancia máxima de afectación de 20.76 m, se generaría una radiación de 5 kw/m² a una distancia de 47.44 m y la zona de amortiguamiento definida por una radiación de 1.4 kW/m², se daría a una distancia máxima de 88.13 m a partir del punto en que se genere la flama. En la siguiente figura se incluye una imagen que muestra la gráfica de los radios de afectación que se generarían.

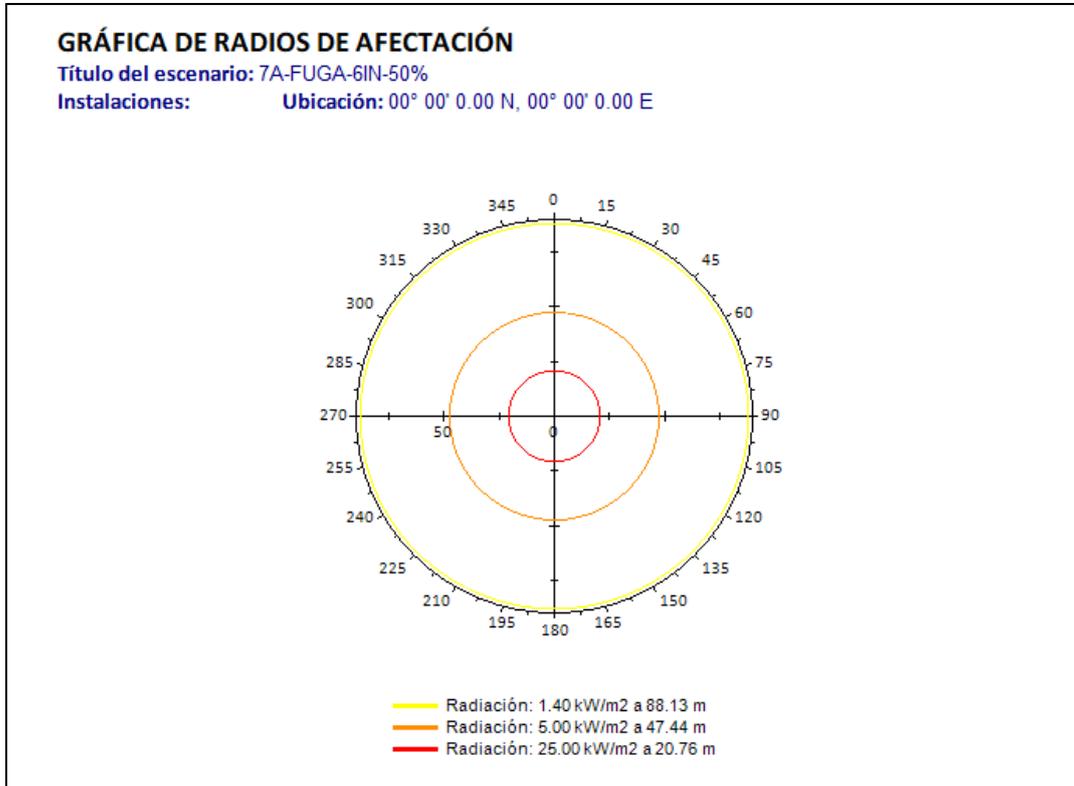


Figura 5.64. Gráfica de los radios de afectación generados por un incendio derivado de la fuga de Gas Natural en la tubería de 6" de diámetro @21 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería.

Explosión.

En caso de que la fuga no encuentre de inmediato una fuente de ignición cercana, se generaría una masa de nube explosiva durante 5 minutos, que es el tiempo de respuesta estimado para la atención de la emergencia. Con base en los resultados obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 78.71 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3 psig; una distancia de 179.69 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig, suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 305.42 m a partir del punto en el que se genere la fuga. En la siguiente figura se incluye la gráfica de las ondas de sobrepresión generada por un evento de las características antes mencionadas.

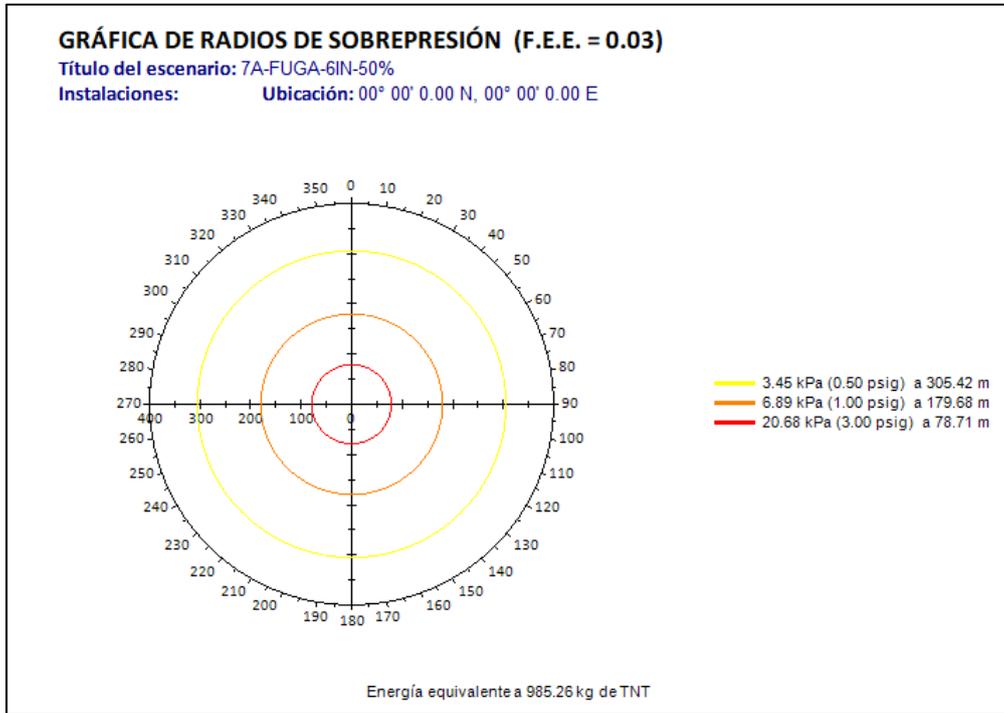


Figura 5.65. Gráfica de las ondas de sobrepresión ocasionadas por una explosión de gas natural originada por una fuga de Gas Natural en la tubería de 6" de diámetro @21 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería.

Caso 11.

Clave de Escenario. 7B-FUGA-6IN-100%

Fuga de Gas Natural en la tubería de 6" de diámetro @21 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería, localizada a la salida de la Estación de Medición, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.

Incendio.

Al generarse la fuga y encontrar una fuente de ignición se produciría un incendio, que generaría una flama con una longitud de 32.4 m, a partir de la cual se generaría una zona de alto riesgo con una radiación en la periferia de 25 kw/m² a una distancia máxima de afectación de 40.12 m, se generaría una radiación de 5 kw/m² a una distancia de 92.02 m y la zona de amortiguamiento definida por una radiación de 1.4 kW/m², se daría a una distancia máxima de 171.04 m a partir del punto en que se genere la flama. En la siguiente figura se incluye una imagen que muestra la gráfica de los radios de afectación que se generarían.

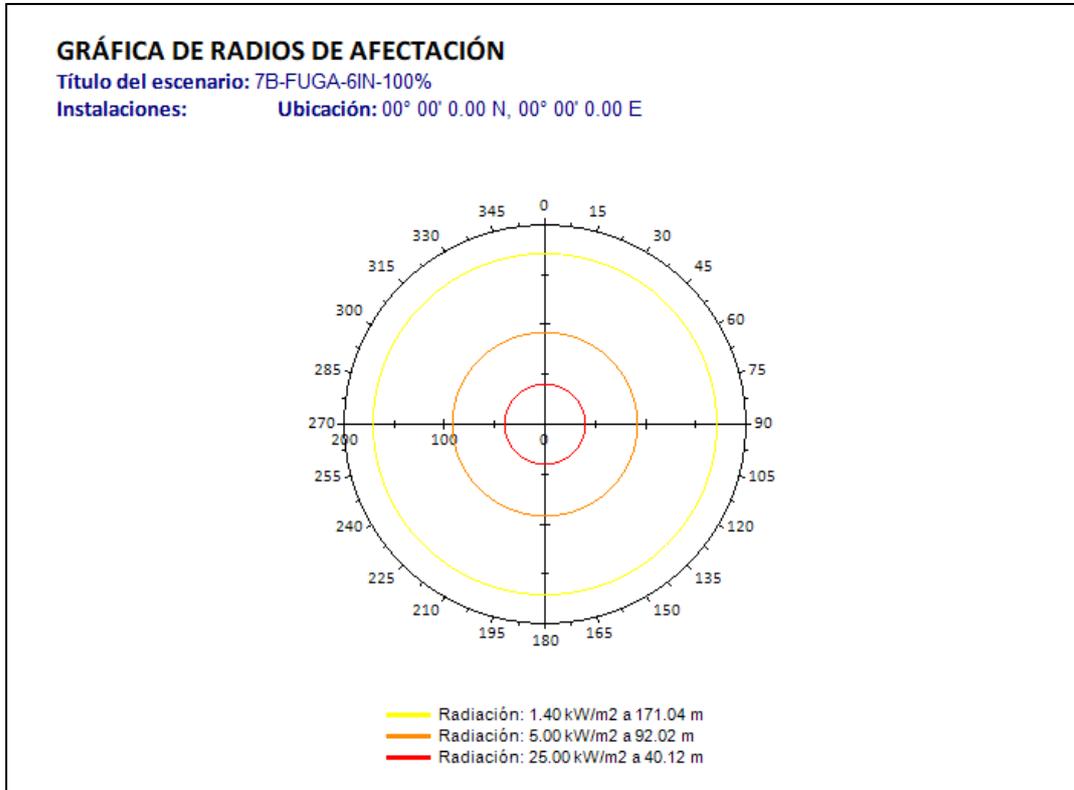


Figura 5.66. Gráfica de los radios de afectación generados por un incendio derivado de la fuga de Gas Natural en la tubería de 6" de diámetro @21 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería.

Explosión.

En caso de que la fuga no encuentre de inmediato una fuente de ignición cercana, se generaría una masa de nube explosiva durante 5 minutos, que es el tiempo de respuesta estimado para la atención de la emergencia. Con base en los resultados obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 124.95 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3 psig; una distancia de 285.22 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig, suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 484.82 m a partir del punto en el que se genere la fuga. En la siguiente figura se incluye la gráfica de las ondas de sobrepresión generada por un evento de las características antes mencionadas.

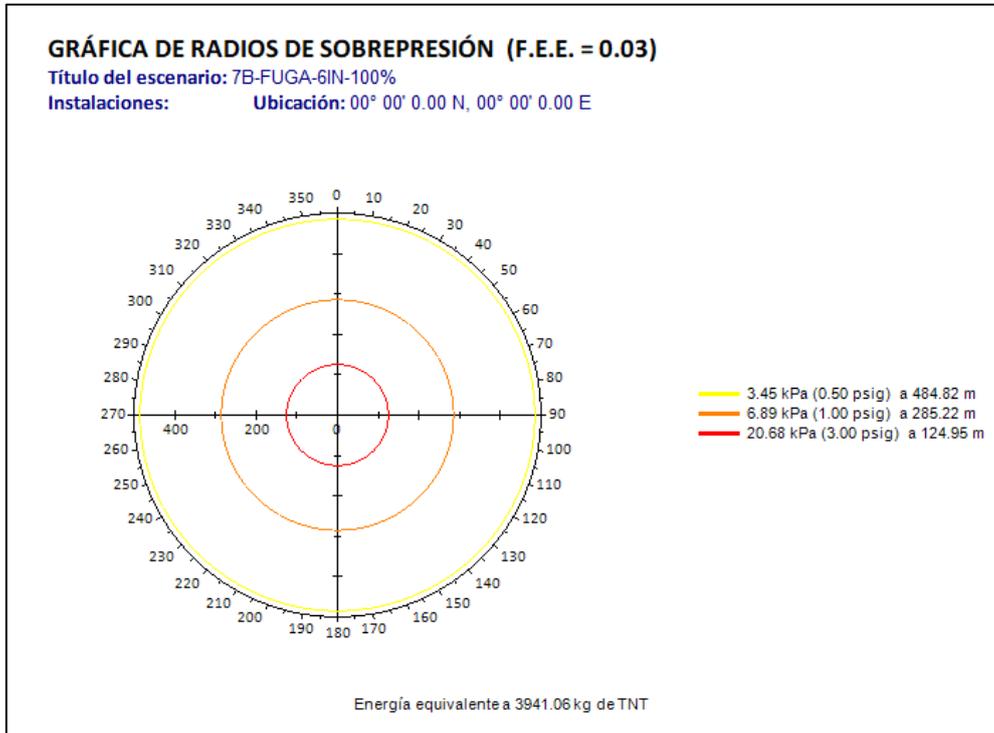


Figura 5.67. Gráfica de las ondas de sobrepresión ocasionadas por una explosión de gas natural originada por una fuga de Gas Natural en la tubería de 6" de diámetro @21 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería.

Caso 12.

Clave de Escenario. 8A-VAL-6IN-100%

Fuga de Gas Natural en la válvula tipo esfera que controla el flujo de entrada a la Estación de Medición de 6" de diámetro @21 bar, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante, se origina una ruptura del 100% de la válvula.

Incendio.

Al generarse la fuga y encontrar una fuente de ignición se produciría un incendio, que generaría una flama con una longitud de 32.4 m, a partir de la cual se generaría una zona de alto riesgo con una radiación en la periferia de 25 kw/m² a una distancia máxima de afectación de 40.12 m, se generaría una radiación de 5 kw/m² a una distancia de 92.02 m y la zona de amortiguamiento definida por una radiación de 1.4 kW/m², se daría a una distancia máxima de 171.04 m a partir del punto en que se genere la flama. En la siguiente figura se incluye una imagen que muestra la gráfica de los radios de afectación que se generarían.

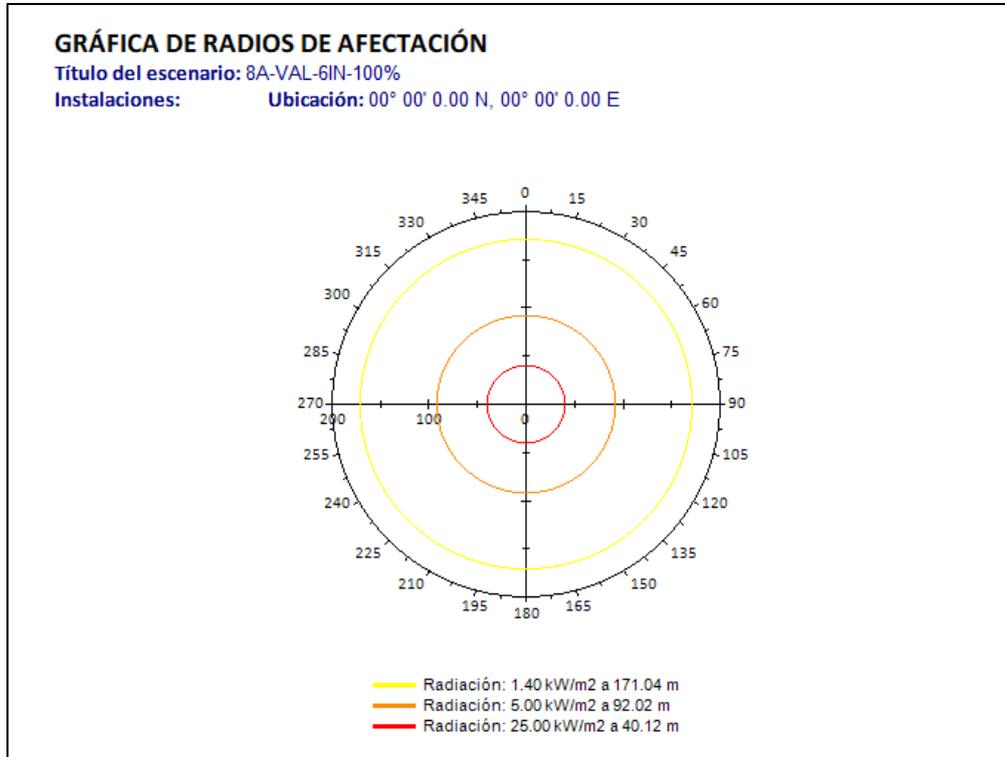


Figura 5.68. Gráfica de los radios de afectación generados por un incendio derivado de la fuga de gas natural por la ruptura del 100% de la válvula tipo esfera de 6" @21 bar.

Explosión.

En caso de que la fuga no encuentre de inmediato una fuente de ignición cercana, se generaría una masa de nube explosiva durante 5 minutos, que es el tiempo de respuesta estimado para la atención de la emergencia. Con base en los resultados obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 124.95 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3 psig; una distancia de 285.22 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig, suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 484.82 m a partir del punto en el que se genere la fuga. En la siguiente figura se incluye la gráfica de las ondas de sobrepresión generada por un evento de las características antes mencionadas.

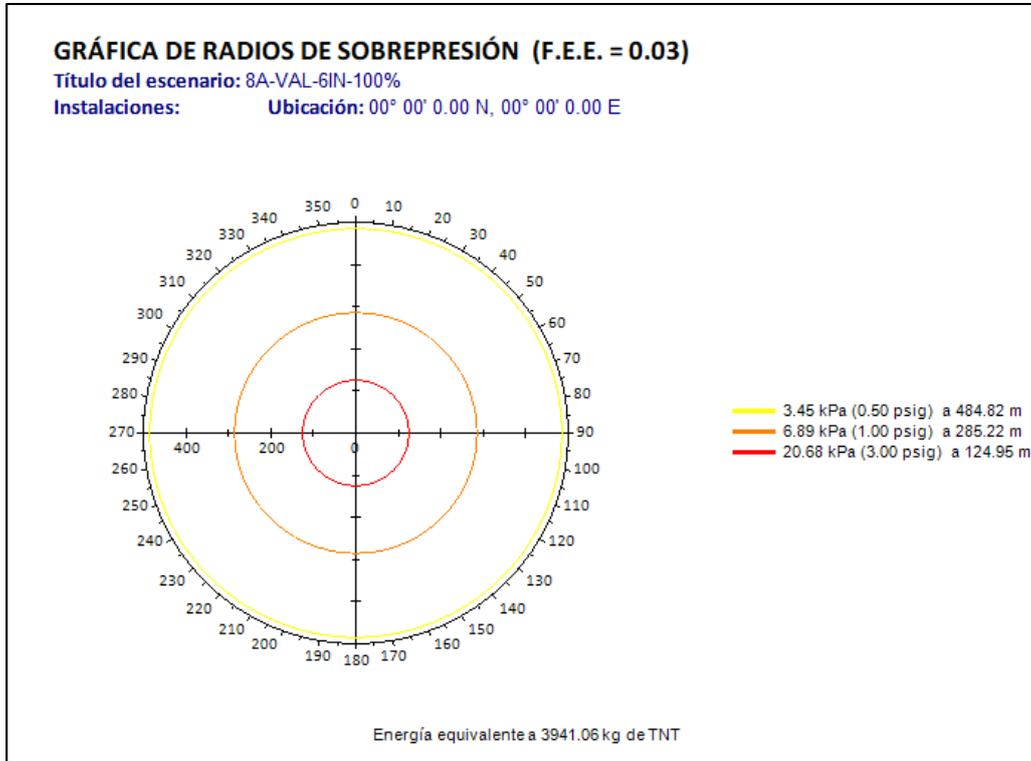


Figura 5.69. Gráfica de las ondas de sobrepresión ocasionadas por una explosión originada por fuga de gas natural comprimido por la ruptura del 100% de la válvula tipo esfera de 6" @21 bar.

Caso 13.

Clave de Escenario. 9A-FUGA-6IN-EM-50%

Fuga de Gas Natural en la tubería de 6" de diámetro @21 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería, localizada en la Estación de Medición, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.

Incendio.

Al generarse la fuga y encontrar una fuente de ignición se produciría un incendio, que generaría una flama con una longitud de 16.2 m, a partir de la cual se generaría una zona de alto riesgo con una radiación en la periferia de 25 kw/m² a una distancia máxima de afectación de 20.76 m, se generaría una radiación de 5 kw/m² a una distancia de 47.44 m y la zona de amortiguamiento definida por una radiación de 1.4 kW/m², se daría a una distancia máxima de 88.13 m a partir del punto en que se genere la flama. En la siguiente figura se incluye una imagen que muestra la gráfica de los radios de afectación que se generarían.

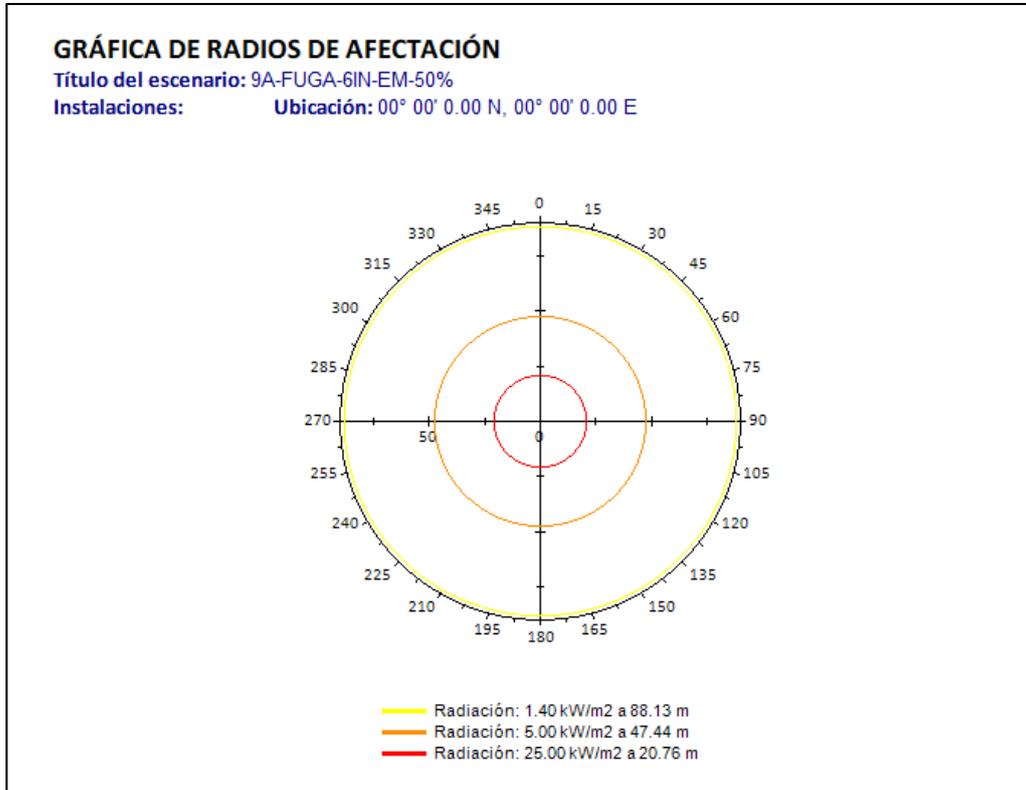


Figura 5.70. Gráfica de los radios de afectación generados por un incendio derivado de la fuga de Gas Natural en la tubería de 6" de diámetro @21 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería.

Explosión.

En caso de que la fuga no encuentre de inmediato una fuente de ignición cercana, se generaría una masa de nube explosiva durante 5 minutos, que es el tiempo de respuesta estimado para la atención de la emergencia. Con base en los resultados obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 78.71 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3 psig; una distancia de 179.69 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig, suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 305.42 m a partir del punto en el que se genere la fuga. En la siguiente figura se incluye la gráfica de las ondas de sobrepresión generada por un evento de las características antes mencionadas.

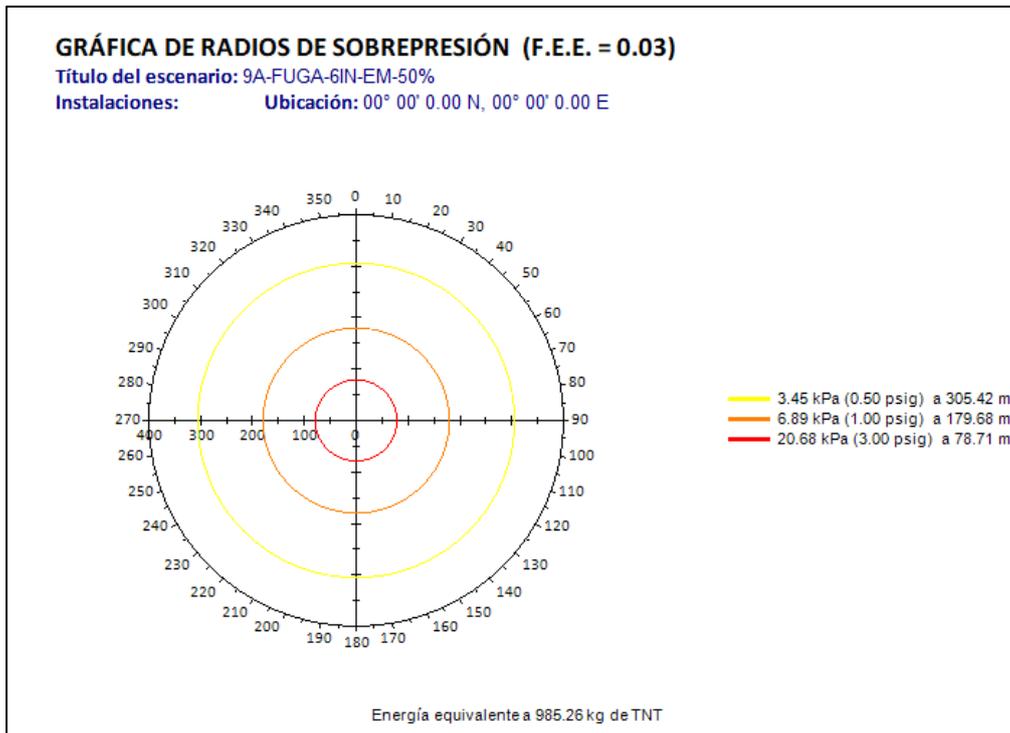


Figura 5.71. Gráfica de las ondas de sobrepresión ocasionadas por una explosión de gas natural originada por una fuga de Gas Natural en la tubería de 6" de diámetro @21 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería.

Caso 14.

Clave de Escenario. 9B-FUGA-6IN-EM-100%

Fuga de Gas Natural en la tubería de 6" de diámetro @21 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería, localizada en la Estación de Medición, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.

Incendio.

Al generarse la fuga y encontrar una fuente de ignición se produciría un incendio, que generaría una flama con una longitud de 32.4 m, a partir de la cual se generaría una zona de alto riesgo con una radiación en la periferia de 25 kw/m² a una distancia máxima de afectación de 40.12 m, se generaría una radiación de 5 kw/m² a una

distancia de 92.02 m y la zona de amortiguamiento definida por una radiación de 1.4 kW/m², se daría a una distancia máxima de 171.04 m a partir del punto en que se genere la flama. En la siguiente figura se incluye una imagen que muestra la gráfica de los radios de afectación que se generarían.

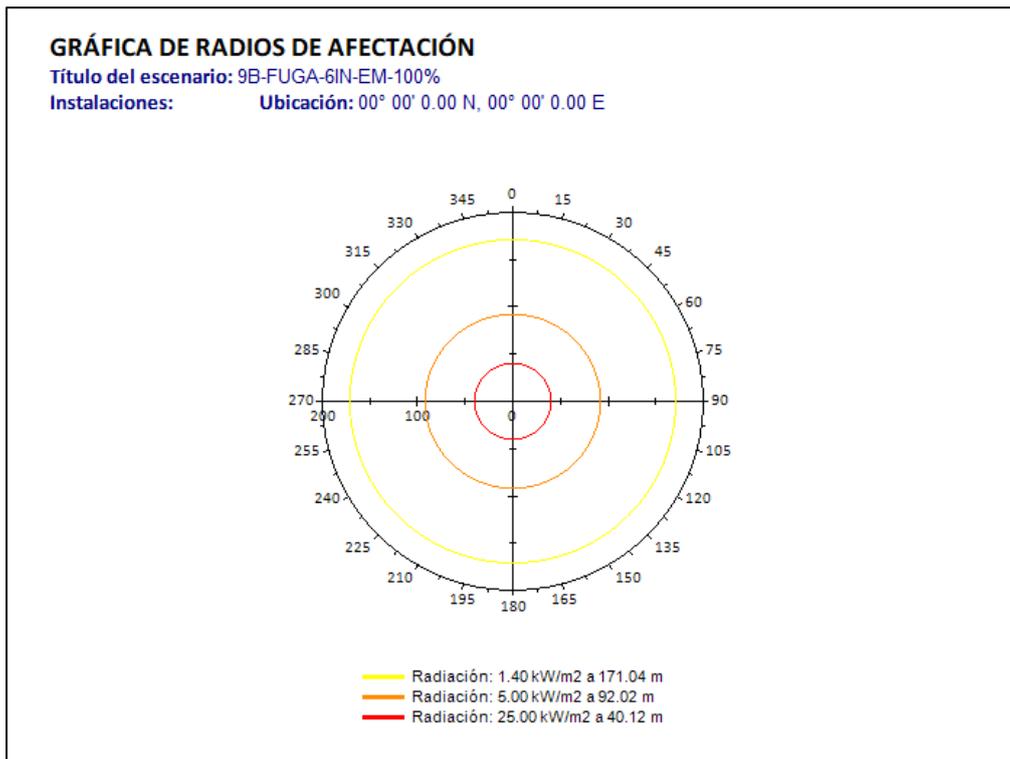


Figura 5.72. Gráfica de los radios de afectación generados por un incendio derivado de la fuga de Gas Natural en la tubería de 6" de diámetro @21 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería.

Explosión.

En caso de que la fuga no encuentre de inmediato una fuente de ignición cercana, se generaría una masa de nube explosiva durante 5 minutos, que es el tiempo de respuesta estimado para la atención de la emergencia. Con base en los resultados obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 124.95 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3

psig; una distancia de 285.22 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig, suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 484.82 m a partir del punto en el que se genere la fuga. En la siguiente figura se incluye la gráfica de las ondas de sobrepresión generada por un evento de las características antes mencionadas.

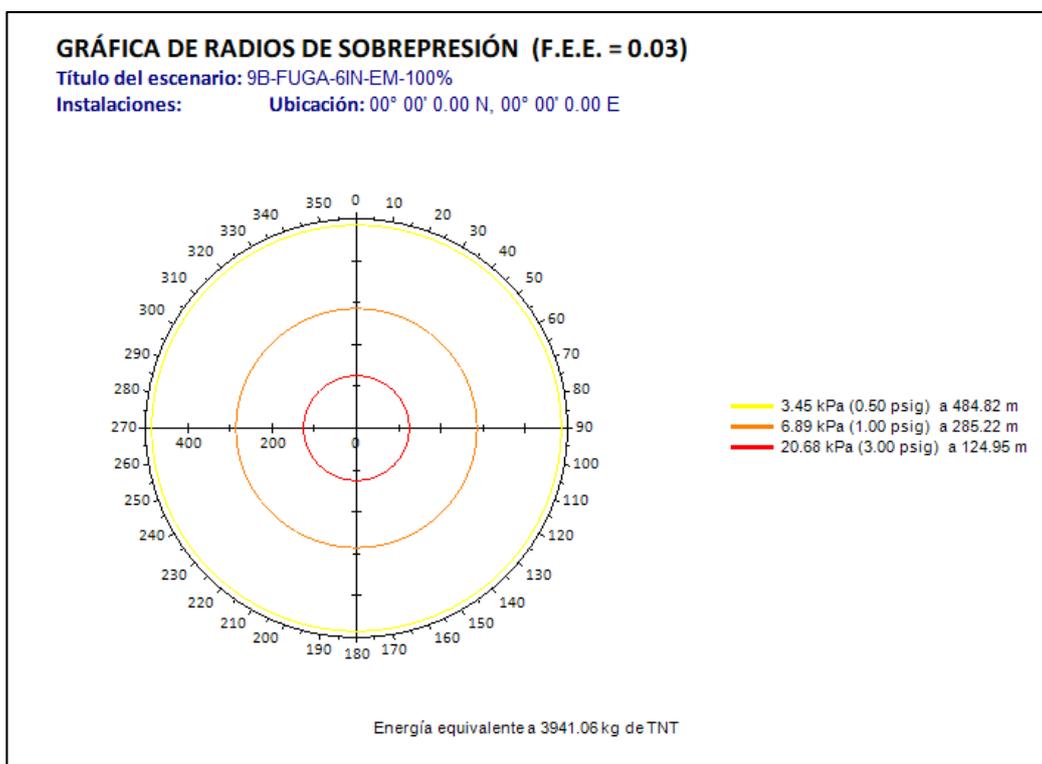


Figura 5.73. Gráfica de las ondas de sobrepresión ocasionadas por una explosión de gas natural originada por una fuga de Gas Natural en la tubería de 6" de diámetro @21 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería.

En la siguiente tabla se presenta un resumen de resultados de las simulaciones de los eventos de riesgo modelados:

Tabla 5.35. Resumen de resultados de las simulaciones de eventos de riesgo

Caso	Clave del Escenario	Ruptura	Diámetro de tubería		Diámetro del orificio		Área transversal del orificio (m ²)	Presión (kgf/cm ²)	Flujo de descarga (kg/s)	Masa descargada en 5 min (kg)	Incendio			Explosión			
			Nominal (in)	Interior (m)	(in)	(m)					Longitud de la flama	25 kw/m ²	5 kw/m ²	1.4 kw/m ²	3 psi	1 psi	0.5 psi
												Distancia Máxima (m)					
1	1A-FUGA-1 1/2IN-PD-50%	50%	1 1/2	0.0381	0.75	0.01905	0.441786	254.929	7.6843	2,305.29	4	19.31	41.9	77.11	71.53	163.27	277.54
2	1B-FUGA-1 1/2IN-PD-100%	100%	1 1/2	0.0381	1 1/2	0.0381	1.767145	254.929	30.7375	9,221.25	8.1	37.48	81.34	149.69	113.54	259.18	440.56
3	2A-VAL-1 1/2IN-100%	100%	1 1/2	0.0381	1 1/2	0.0381	1.767145	254.929	30.7375	9,221.25	8.1	37.48	81.34	149.69	113.54	259.18	440.56
4	3A-FUGA-1 1/2IN-50%	50%	1 1/2	0.0381	0.75	0.01905	0.441786	254.929	7.6843	2,305.29	4	19.31	41.9	77.11	71.53	163.27	277.54
5	3B-FUGA-1 1/2IN-100%	100%	1 1/2	0.0381	1 1/2	0.0381	1.767145	254.929	30.7375	9,221.25	8.1	37.48	81.34	149.69	113.54	259.18	440.56
6	4A-VAL-1 1/2IN-100%	100%	1 1/2	0.0381	1 1/2	0.0381	1.767145	254.929	30.7375	9,221.25	8.1	37.48	81.34	149.69	113.54	259.18	440.56
7	5A-VAL-3IN- 100%	100%	3	0.0762	3	0.0762	7.068583	21.414	10.2408	3,072.24	16.2	20.76	47.44	88.13	78.71	179.68	305.42
8	6A-FUGA-3IN- 50%	50%	3	0.0762	1.5	0.0381	1.767145	21.414	2.5602	768.06	8.1	10.74	24.46	45.41	49.58	113.19	192.4
9	6B-FUGA-3IN- 100%	100%	3	0.0762	3	0.0762	7.068583	21.414	10.2408	3,072.24	16.2	20.76	47.44	88.13	78.71	179.69	305.42
10	7A-FUGA-6IN- 50%	50%	6	0.1524	3	0.0762	7.068583	21.414	10.2408	3,072.24	16.2	20.76	47.44	88.13	78.71	179.69	305.42
11	7B-FUGA-6IN- 100%	100%	6	0.1524	6	0.1524	28.27433	21.414	40.9633	12,288.99	32.4	40.12	92.02	171.04	124.95	285.22	484.82
12	8A-VAL-6IN- 100%	100%	6	0.1524	6	0.1524	28.27433	21.414	40.9633	12,288.99	32.4	40.12	92.02	171.04	124.95	285.22	484.82
13	9A-FUGA-6IN- EM-50%	50%	6	0.1524	3	0.0762	7.068583	21.414	10.2408	3,072.24	16.2	20.76	47.44	88.13	78.71	179.69	305.42



**ANÁLISIS DE RIESGO
PARA EL SECTOR HIDROCARBUROS**
 Proyecto Nuevo: "TERMINAL DE DESCARGA PUERTO MORELOS"
 Promovente: GNC HIDROCARBUROS, S.A. DE C.V.

Caso	Clave del Escenario	Ruptura	Diámetro de tubería		Diámetro del orificio		Área transversal del orificio (m ²)	Presión (kgf/cm ²)	Flujo de descarga (kg/s)	Masa descargada en 5 min (kg)	Incendio			Explosión			
			Nominal (in)	Interior (m)	(in)	(m)					Longitud de la flama	25 kw/m ²	5 kw/m ²	1.4 kw/m ²	3 psi	1 psi	0.5 psi
												Distancia Máxima (m)					
14	9B-FUGA-6IN-EM-100%	100%	6	0.1524	6	0.1524	28.27433388	21.414	40.9633	12,288.99	32.4	40.12	92.02	171.04	124.95	285.22	484.82

En el **Anexo 5** se presentan los reportes de los resultados de todas las simulaciones efectuadas y en el **Anexo 6** se presentan los planos correspondientes a las áreas de afectación descritas para los eventos de riesgo simulados.

5.5. REPRESENTACIÓN EN PLANOS DE LOS RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE CONSECUENCIA (RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN).

En el **Anexo 6** se adjuntan los planos de radios de afectación, en base a los resultados de las simulaciones realizadas en el punto anterior.

5.6. ANÁLISIS DE VULNERABILIDAD E INTERACCIONES DE RIESGO.

5.6.1. Análisis de Vulnerabilidad.

En la siguiente tabla se describe, para las Zonas de Alto Riesgo y de Amortiguamiento de sobrepresión y radiación, las posibles afectaciones a los receptores de Riesgo:

Tabla 5.36. Afectaciones a los receptores de riesgo en las zonas de alto riesgo y amortiguamiento de los radios de afectación.

Clave del Escenario	Tipo de Evento	Tipo de Zona	Descripción de Afectación	Descripción de salvaguardas	Recomendaciones a implementar
1A-FUGA-1 1/2IN-PD-50%	Radiación	Alto Riesgo para equipos	La fuga de GN (incendio) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga.	Medidor de flujo tipo turbina, transductor de baja presión, transductor de alta presión, bypass general, tren de medición.	Dar seguimiento a los programas de mantenimiento a válvulas reguladoras, conexiones e instrumentación. Dar seguimiento a procedimientos de respuesta a emergencia.
		Alto Riesgo	La fuga de GN (incendio) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
		Amortiguamiento	La fuga de GN (incendio) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
	Sobrepresión	Alto Riesgo para equipos	La fuga de GN (explosión) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
		Alto Riesgo	La fuga de GN (explosión) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
		Amortiguamiento	La fuga de GN (explosión) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		

Clave del Escenario	Tipo de Evento	Tipo de Zona	Descripción de Afectación	Descripción de salvaguardas	Recomendaciones a implementar
1B-FUGA-1 1/2IN-PD- 100%	Radiación	Alto Riesgo para equipos	La fuga de GN (incendio) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga.	Sistema de tierras físicas y pararrayos. Sistema de monitoreo, seguridad y alarmas. Válvulas automáticas con actuador neumático.	Dar seguimiento a los programas de mantenimiento, así como programas de calibración.
		Alto Riesgo	La fuga de GN (incendio) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
		Amortiguamiento	La fuga de GN (incendio) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
	Sobrepresión	Alto Riesgo para equipos	La fuga de GN (explosión) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
		Alto Riesgo	La fuga de GN (explosión) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
		Amortiguamiento	La fuga de GN (explosión) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		

Clave del Escenario	Tipo de Evento	Tipo de Zona	Descripción de Afectación	Descripción de salvaguardas	Recomendaciones a implementar
2A-VAL-1 1/2IN-100%	Radiación	Alto Riesgo para equipos	La fuga de GN (incendio) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga.	Sistema de tierras físicas y pararrayos. Sistema de monitoreo, seguridad y alarmas. Válvulas automáticas con actuador neumático.	Dar seguimiento a los programas de mantenimiento, así como programas de calibración.
		Alto Riesgo	La fuga de GN (incendio) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
		Amortiguamiento	La fuga de GN (incendio) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
	Sobrepresión	Alto Riesgo para equipos	La fuga de GN (explosión) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
		Alto Riesgo	La fuga de GN (explosión) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
		Amortiguamiento	La fuga de GN (explosión) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		

Clave del Escenario	Tipo de Evento	Tipo de Zona	Descripción de Afectación	Descripción de salvaguardas	Recomendaciones a implementar
3A-FUGA-1 1/2IN-50%	Radiación	Alto Riesgo para equipos	La fuga de GN (incendio) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga.	Sistema de tierras físicas y pararrayos. Sistema de monitoreo, seguridad y alarmas. Válvulas automáticas con actuador neumático.	Dar seguimiento a los programas de mantenimiento, así como programas de calibración.
		Alto Riesgo	La fuga de GN (incendio) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
		Amortiguamiento	La fuga de GN (incendio) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
	Sobrepresión	Alto Riesgo para equipos	La fuga de GN (explosión) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
		Alto Riesgo	La fuga de GN (explosión) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
		Amortiguamiento	La fuga de GN (explosión) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		

Clave del Escenario	Tipo de Evento	Tipo de Zona	Descripción de Afectación	Descripción de salvaguardas	Recomendaciones a implementar
3B-FUGA-1 1/2IN-100%	Radiación	Alto Riesgo para equipos	La fuga de GN (incendio) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga.	Sistema de tierras físicas y pararrayos. Sistema de monitoreo, seguridad y alarmas. Válvulas automáticas con actuador neumático.	Dar seguimiento a los programas de mantenimiento, así como programas de calibración.
		Alto Riesgo	La fuga de GN (incendio) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
		Amortiguamiento	La fuga de GN (incendio) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
	Sobrepresión	Alto Riesgo para equipos	La fuga de GN (explosión) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
		Alto Riesgo	La fuga de GN (explosión) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
		Amortiguamiento	La fuga de GN (explosión) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		

Clave del Escenario	Tipo de Evento	Tipo de Zona	Descripción de Afectación	Descripción de salvaguardas	Recomendaciones a implementar
4A-VAL-1 1/2IN-100%	Radiación	Alto Riesgo para equipos	La fuga de GN (incendio) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga.	Sistema de tierras físicas y pararrayos. Sistema de monitoreo, seguridad y alarmas. Válvulas automáticas con actuador neumático.	Dar seguimiento a los programas de mantenimiento, así como programas de calibración.
		Alto Riesgo	La fuga de GN (incendio) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
		Amortiguamiento	La fuga de GN (incendio) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
	Sobrepresión	Alto Riesgo para equipos	La fuga de GN (explosión) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
		Alto Riesgo	La fuga de GN (explosión) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
		Amortiguamiento	La fuga de GN (explosión) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		

Clave del Escenario	Tipo de Evento	Tipo de Zona	Descripción de Afectación	Descripción de salvaguardas	Recomendaciones a implementar
5A-VAL-3IN-100%	Radiación	Alto Riesgo para equipos	La fuga de GN (incendio) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga.	Sistema de tierras físicas y pararrayos. Sistema de monitoreo, seguridad y alarmas. Válvulas automáticas con actuador neumático.	Dar seguimiento a los programas de mantenimiento, así como programas de calibración.
		Alto Riesgo	La fuga de GN (incendio) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
		Amortiguamiento	La fuga de GN (incendio) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
	Sobrepresión	Alto Riesgo para equipos	La fuga de GN (explosión) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
		Alto Riesgo	La fuga de GN (explosión) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
		Amortiguamiento	La fuga de GN (explosión) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		

Clave del Escenario	Tipo de Evento	Tipo de Zona	Descripción de Afectación	Descripción de salvaguardas	Recomendaciones a implementar
6A-FUGA-3IN-50%	Radiación	Alto Riesgo para equipos	La fuga de GN (incendio) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga.	Manómetro indicador de presión y un transmisor de presión. Válvulas.	Dar seguimiento a los programas de mantenimiento, así como programas de calibración.
		Alto Riesgo	La fuga de GN (incendio) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
		Amortiguamiento	La fuga de GN (incendio) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
	Sobrepresión	Alto Riesgo para equipos	La fuga de GN (explosión) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
		Alto Riesgo	La fuga de GN (explosión) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
		Amortiguamiento	La fuga de GN (explosión) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		

Clave del Escenario	Tipo de Evento	Tipo de Zona	Descripción de Afectación	Descripción de salvaguardas	Recomendaciones a implementar
6B-FUGA-3IN-100%	Radiación	Alto Riesgo para equipos	La fuga de GN (incendio) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga.	Manómetro indicador de presión y un transmisor de presión. Válvulas.	Dar seguimiento a los programas de mantenimiento, así como programas de calibración.
		Alto Riesgo	La fuga de GN (incendio) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
		Amortiguamiento	La fuga de GN (incendio) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
	Sobrepresión	Alto Riesgo para equipos	La fuga de GN (explosión) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
		Alto Riesgo	La fuga de GN (explosión) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
		Amortiguamiento	La fuga de GN (explosión) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		

Clave del Escenario	Tipo de Evento	Tipo de Zona	Descripción de Afectación	Descripción de salvaguardas	Recomendaciones a implementar
7A-FUGA-6IN-50%	Radiación	Alto Riesgo para equipos	La fuga de GN (incendio) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga.	Manómetro indicador de presión y un transmisor de presión. Válvulas.	Dar seguimiento a los programas de mantenimiento, así como programas de calibración.
		Alto Riesgo	La fuga de GN (incendio) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
		Amortiguamiento	La fuga de GN (incendio) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
	Sobrepresión	Alto Riesgo para equipos	La fuga de GN (explosión) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
		Alto Riesgo	La fuga de GN (explosión) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
		Amortiguamiento	La fuga de GN (explosión) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		

Clave del Escenario	Tipo de Evento	Tipo de Zona	Descripción de Afectación	Descripción de salvaguardas	Recomendaciones a implementar
7B-FUGA-6IN-100%	Radiación	Alto Riesgo para equipos	La fuga de GN (incendio) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga.	Manómetro indicador de presión y un transmisor de presión. Válvulas.	Dar seguimiento a los programas de mantenimiento, así como programas de calibración.
		Alto Riesgo	La fuga de GN (incendio) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
		Amortiguamiento	La fuga de GN (incendio) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
	Sobrepresión	Alto Riesgo para equipos	La fuga de GN (explosión) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
		Alto Riesgo	La fuga de GN (explosión) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
		Amortiguamiento	La fuga de GN (explosión) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		

Clave del Escenario	Tipo de Evento	Tipo de Zona	Descripción de Afectación	Descripción de salvaguardas	Recomendaciones a implementar
8A-VAL-6IN-100%	Radiación	Alto Riesgo para equipos	La fuga de GN (incendio) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga.	Manómetro indicador de presión y un transmisor de presión. Válvulas.	Dar seguimiento a los programas de mantenimiento, así como programas de calibración.
		Alto Riesgo	La fuga de GN (incendio) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
		Amortiguamiento	La fuga de GN (incendio) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
	Sobrepresión	Alto Riesgo para equipos	La fuga de GN (explosión) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
		Alto Riesgo	La fuga de GN (explosión) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
		Amortiguamiento	La fuga de GN (explosión) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		

Clave del Escenario	Tipo de Evento	Tipo de Zona	Descripción de Afectación	Descripción de salvaguardas	Recomendaciones a implementar
9A-FUGA-6IN-EM-50%	Radiación	Alto Riesgo para equipos	La fuga de GN (incendio) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga.	Manómetro indicador de presión y un transmisor de presión. Válvulas.	Dar seguimiento a los programas de mantenimiento, así como programas de calibración.
		Alto Riesgo	La fuga de GN (incendio) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
		Amortiguamiento	La fuga de GN (incendio) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
	Sobrepresión	Alto Riesgo para equipos	La fuga de GN (explosión) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
		Alto Riesgo	La fuga de GN (explosión) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
		Amortiguamiento	La fuga de GN (explosión) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		

Clave del Escenario	Tipo de Evento	Tipo de Zona	Descripción de Afectación	Descripción de salvaguardas	Recomendaciones a implementar
9B-FUGA-6IN-EM-100%	Radiación	Alto Riesgo para equipos	La fuga de GN (incendio) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga.	Manómetro indicador de presión y un transmisor de presión. Válvulas.	Dar seguimiento a los programas de mantenimiento, así como programas de calibración.
		Alto Riesgo	La fuga de GN (incendio) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
		Amortiguamiento	La fuga de GN (incendio) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
	Sobrepresión	Alto Riesgo para equipos	La fuga de GN (explosión) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
		Alto Riesgo	La fuga de GN (explosión) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		
		Amortiguamiento	La fuga de GN (explosión) causaría afectaciones dentro de las instalaciones de la terminal de descarga, vialidades cercanas y predios que se encuentran alrededor.		

5.6.2. Interacciones de riesgo.

En la siguiente tabla se describen las instalaciones que podrían ser potencialmente afectadas, ya que se encuentran en los radios de afectación de Zonas de Alto Riesgo de los escenarios de riesgo simulados para el proyecto:

Tabla 5.37. Instalaciones que podrían ser potencialmente afectadas por encontrarse en las zonas de alto riesgo de los radios de afectación.

Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa involucrada	Tipo de Zona	Tipo de Evento	Radio de Afectación (m)	Equipos o instalaciones industriales presentes en el radio de afectación	Distancias de los equipos o instalaciones al punto de fuga (m)	Descripción de salvaguardas	Recomendaciones a implementar
1A-FUGA-1 1/2IN-PD-50%	Tubería de 1 1/2" de diámetro del panel de descarga	Gas Natural (Metano)	Alto Riesgo	Radiación	19.31	PRM 01 PRM 0.2 Caseta Móvil Cisterna Cuarto Eléctrico EM	1.35 8.3 10.75 15.4 18.5 14.35	Medidor de flujo tipo turbina, transductor de baja presión, transductor de alta presión, bypass general, tren de medición.	Dar seguimiento a los programas de mantenimiento a válvulas reguladoras, conexiones e instrumentación. Dar seguimiento a procedimientos de respuesta a emergencia.
				Sobrepresión	71.53	PRM 01 PRM 0.2 Caseta Móvil Cisterna Cuarto Eléctrico EM	1.35 8.3 10.75 15.4 18.5 14.35		
1B-FUGA-1 1/2IN-PD-100%	Tubería de 1 1/2" de diámetro del panel de descarga	Gas Natural (Metano)	Alto Riesgo	Radiación	37.48	PRM 01 PRM 0.2 Caseta Móvil Cisterna Cuarto Eléctrico EM	1.35 8.3 10.75 15.4 18.5 14.35	Sistema de tierras físicas y pararrayos. Sistema de monitoreo, seguridad y alarmas. Válvulas automáticas con actuador neumático.	Dar seguimiento a los programas de mantenimiento, así como programas de calibración.
				Sobrepresión	113.54	PRM 01 PRM 0.2 Caseta Móvil Cisterna Cuarto Eléctrico EM	1.35 8.3 10.75 15.4 18.5 14.35		

Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa involucrada	Tipo de Zona	Tipo de Evento	Radio de Afectación (m)	Equipos o instalaciones industriales presentes en el radio de afectación	Distancias de los equipos o instalaciones al punto de fuga (m)	Descripción de salvaguardas	Recomendaciones a implementar
2A-VAL-1 1/2IN- 100%	Válvula tipo bola de 1 1/2" de diámetro que controla el flujo de salida del panel de descarga	Gas Natural (Metano)	Alto Riesgo	Radiación	37.48	PRM 01 PRM 0.2 Caseta Móvil Cisterna Cuarto Eléctrico EM	0.5 7.6 12.3 17.15 19.5 15.06	Sistema de tierras físicas y pararrayos. Sistema de monitoreo, seguridad y alarmas. Válvulas automáticas con actuador neumático.	Dar seguimiento a los programas de mantenimiento, así como programas de calibración.
				Sobrepresión	113.54	PRM 01 PRM 0.2 Caseta Móvil Cisterna Cuarto Eléctrico EM	0.5 7.6 12.3 17.15 19.5 15.06		
3A-FUGA- 1 1/2IN- 50%	Tubería de 1 1/2" de diámetro	Gas Natural (Metano)	Alto Riesgo	Radiación	19.31	PRM 01 PRM 0.2 Caseta Móvil Cisterna Cuarto Eléctrico EM	0.80 7.5 11.92 16.3 19.20 15.30	Sistema de tierras físicas y pararrayos. Sistema de monitoreo, seguridad y alarmas. Válvulas automáticas con actuador neumático.	Dar seguimiento a los programas de mantenimiento, así como programas de calibración.
				Sobrepresión	71.53	PRM 01 PRM 0.2 Caseta Móvil Cisterna Cuarto Eléctrico EM	0.80 7.5 11.92 16.3 19.20 15.30		
3B-FUGA- 1 1/2IN- 100%	Tubería de 1 1/2" de diámetro	Gas Natural (Metano)	Alto Riesgo	Radiación	37.48	PRM 01 PRM 0.2 Caseta Móvil Cisterna Cuarto Eléctrico EM	0.80 7.5 11.92 16.3 19.20 15.30	Sistema de tierras físicas y pararrayos. Sistema de monitoreo, seguridad y alarmas. Válvulas automáticas con actuador neumático.	Dar seguimiento a los programas de mantenimiento, así como programas de calibración.
				Sobrepresión	113.54	PRM 01 PRM 0.2 Caseta Móvil Cisterna Cuarto Eléctrico EM	0.80 7.5 11.92 16.3 19.20 15.30		

Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa involucrada	Tipo de Zona	Tipo de Evento	Radio de Afectación (m)	Equipos o instalaciones industriales presentes en el radio de afectación	Distancias de los equipos o instalaciones al punto de fuga (m)	Descripción de salvaguardas	Recomendaciones a implementar
4A-VAL-1 1/2IN-100%	Válvula tipo bola de 1 1/2" de diámetro que controla el flujo de entrada al módulo de reducción de presión.	Gas Natural (Metano)	Alto Riesgo	Radiación	37.48	PRM 01 PRM 0.2 Caseta Móvil Cisterna Cuarto Eléctrico EM	0.80 7.5 11.92 16.3 19.20 15.30	Sistema de tierras físicas y pararrayos. Sistema de monitoreo, seguridad y alarmas. Válvulas automáticas con actuador neumático.	Dar seguimiento a los programas de mantenimiento, así como programas de calibración.
				Sobrepresión	113.54	PRM 01 PRM 0.2 Caseta Móvil Cisterna Cuarto Eléctrico EM	0.80 7.5 11.92 16.3 19.20 15.30		
5A-VAL-3IN-100%	Válvula tipo bola de 3" de diámetro que controla el flujo de salida del módulo de reducción de presión.	Gas Natural (Metano)	Alto Riesgo	Radiación	20.76	Panel de Descarga PRM 0.2 Caseta Móvil Cisterna Cuarto Eléctrico EM	1.7 7.83 13.36 16.21 19.27 14.72	Sistema de tierras físicas y pararrayos. Sistema de monitoreo, seguridad y alarmas. Válvulas automáticas con actuador neumático.	Dar seguimiento a los programas de mantenimiento, así como programas de calibración.
				Sobrepresión	78.71	Panel de Descarga PRM 0.2 Caseta Móvil Cisterna Cuarto Eléctrico EM	1.7 7.83 13.36 16.21 19.27 14.72		
6A-FUGA-3IN-50%	Tubería de 3" de diámetro	Gas Natural (Metano)	Alto Riesgo	Radiación	10.74	Panel de Descarga PRM 01 PRM 0.2	2.3 0.95 6.75	Manómetro indicador de presión y un transmisor de presión. Válvulas.	Dar seguimiento a los programas de mantenimiento, así como programas de calibración.
				Sobrepresión	49.58	Panel de Descarga PRM 01 PRM 0.2 Caseta Móvil Cisterna Cuarto Eléctrico	2.3 0.95 6.75 14.05 18.80 22.29		

Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa involucrada	Tipo de Zona	Tipo de Evento	Radio de Afectación (m)	Equipos o instalaciones industriales presentes en el radio de afectación	Distancias de los equipos o instalaciones al punto de fuga (m)	Descripción de salvaguardas	Recomendaciones a implementar
6B-FUGA-3IN-100%	Tubería de 3" de diámetro	Gas Natural (Metano)	Alto Riesgo	Radiación	20.76	Panel de Descarga PRM 01 PRM 0.2 Caseta Móvil Cisterna	2.3 0.95 6.75 14.05 18.80	Manómetro indicador de presión y un transmisor de presión. Válvulas.	Dar seguimiento a los programas de mantenimiento, así como programas de calibración.
				Sobrepresión	78.71	Panel de Descarga PRM 01 PRM 0.2 Caseta Móvil Cisterna Cuarto Eléctrico EM	2.3 0.95 6.75 14.05 18.80 22.29 16.26		
7A-FUGA-6IN-50%	Tubería de 6" de diámetro	Gas Natural (Metano)	Alto Riesgo	Radiación	20.76	Panel de Descarga PRM 01 PRM 0.2 Caseta Móvil Cisterna Cuarto Eléctrico EM	11.4 12.5 19.6 12.9 12.1 13.3 3.2	Manómetro indicador de presión y un transmisor de presión. Válvulas.	Dar seguimiento a los programas de mantenimiento, así como programas de calibración.
				Sobrepresión	78.71	Panel de Descarga PRM 01 PRM 0.2 Caseta Móvil Cisterna Cuarto Eléctrico EM	11.4 12.5 19.6 12.9 12.1 13.3 3.2		

Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa involucrada	Tipo de Zona	Tipo de Evento	Radio de Afectación (m)	Equipos o instalaciones industriales presentes en el radio de afectación	Distancias de los equipos o instalaciones al punto de fuga (m)	Descripción de salvaguardas	Recomendaciones a implementar
7B-FUGA-6IN-100%	Tubería de 6" de diámetro	Gas Natural (Metano)	Alto Riesgo	Radiación	40.12	Panel de Descarga PRM 01 PRM 0.2 Caseta Móvil Cisterna Cuarto Eléctrico EM	11.4 12.5 19.6 12.9 12.1 13.3 3.2	Manómetro indicador de presión y un transmisor de presión. Válvulas.	Dar seguimiento a los programas de mantenimiento, así como programas de calibración.
				Sobrepresión	124.95	Panel de Descarga PRM 01 PRM 0.2 Caseta Móvil Cisterna Cuarto Eléctrico EM	11.4 12.5 19.6 12.9 12.1 13.3 3.2		
8A-VAL-6IN-100%	Válvula tipo esfera de 6" de diámetro que controla el flujo de entrada a la estación de medición.	Gas Natural (Metano)	Alto Riesgo	Radiación	40.12	Panel de Descarga PRM 01 PRM 0.2 Caseta Móvil Cisterna Cuarto Eléctrico	15.5 16.5 23.5 14.5 12.3 12	Manómetro indicador de presión y un transmisor de presión. Válvulas.	Dar seguimiento a los programas de mantenimiento, así como programas de calibración.
				Sobrepresión	124.95	Panel de Descarga PRM 01 PRM 0.2 Caseta Móvil Cisterna Cuarto Eléctrico	15.5 16.5 23.5 14.5 12.3 12		

Clave del Escenario	Equipo/Sitio de la planta	Sustancia Peligrosa involucrada	Tipo de Zona	Tipo de Evento	Radio de Afectación (m)	Equipos o instalaciones industriales presentes en el radio de afectación	Distancias de los equipos o instalaciones al punto de fuga (m)	Descripción de salvaguardas	Recomendaciones a implementar
9A-FUGA-6IN-EM-50%	Tubería de 6" de diámetro de la estación de medición	Gas Natural (Metano)	Alto Riesgo	Radiación	20.76	Panel de Descarga PRM 01 Caseta Móvil Cisterna Cuarto Eléctrico	17.6 18.95 16.45 13.25 12.82	Manómetro indicador de presión y un transmisor de presión. Válvulas.	Dar seguimiento a los programas de mantenimiento, así como programas de calibración.
				Sobrepresión	78.71	Panel de Descarga PRM 01 PRM 0.2 Caseta Móvil Cisterna Cuarto Eléctrico	17.6 18.95 25.70 16.45 13.25 12.82		
9B-FUGA-6IN-EM-100%	Tubería de 6" de diámetro de la estación de medición	Gas Natural (Metano)	Alto Riesgo	Radiación	40.12	Panel de Descarga PRM 01 PRM 0.2 Caseta Móvil Cisterna Cuarto Eléctrico	17.6 18.95 25.70 16.45 13.25 12.82	Manómetro indicador de presión y un transmisor de presión. Válvulas.	Dar seguimiento a los programas de mantenimiento, así como programas de calibración.
				Sobrepresión	124.95	Panel de Descarga PRM 01 PRM 0.2 Caseta Móvil Cisterna Cuarto Eléctrico	17.6 18.95 25.70 16.45 13.25 12.82		

5.7. REPOSICIONAMIENTO DE ESCENARIOS DE RIESGO.

No Aplica.

5.8. SISTEMAS DE SEGURIDAD Y MEDIDAS PARA ADMINISTRAR LOS ESCENARIOS DE RIESGO.

5.8.1. Sistemas de seguridad.

El sistema de seguridad de la Terminal de descarga está basado en el National Fire Protection Association, el cual es una norma sobre protección de ayuda primaria en caso de incendio, dicha norma fue preparada por el Comité Técnico en Extintores Portátiles de Incendios e implementada por la NFPA en la Reunión Técnica de la Asociación, realizada del 4 al 8 Junio de 2006, en Orlando, Florida.

La NFPA 10, Norma para Extintores Portátiles Contra Incendios sirve como guía para la selección, compra, instalación, aprobación, listado, diseño y mantenimiento de equipos portátiles de extinción de incendios.

Nada en esta norma debe interpretarse como restrictiva de nuevas tecnologías o disposiciones alternativas, siempre y cuando no se reduzca el grado de protección aquí descrito y sea aceptable para la autoridad competente.

En la Terminal de Descarga, se considera que pueden presentarse tres clases de fuego diferentes, Clase A, por sólidos combustibles, Clase B, por líquidos y gases combustibles, y Clase C, por aparatos eléctricos o componentes energizados.

En el Capítulo 5, Selección de Extintores Portátiles, apartado 5.4, la norma hace referencia a la clasificación de riesgo de incendio. Según las propiedades de la Terminal de Descarga Puerto Morelos, la clasificación que se considera para la instalación corresponde a Riesgo Ordinario (Moderado), el cual considera que

dentro de las ocupaciones (instalaciones) solo contienen ocasionalmente materiales combustibles Clase A más allá del mobiliario normal esperado y/o la cantidad total de inflamables Clase B esperados típicamente es de 1 a 5 galones (3.8 L 18.9 L) en cualquier cuarto o área.

Debido al tipo de actividad que se desarrollará en la terminal, se manejarán tantos líquidos Inflamables Presurizados y Gases Presurizados, en el numeral 5.5.1.1 la norma sugiere usar extintores de químicos secos de gran capacidad de 10 lb. (4.54 kg) o mayor y una tasa de descarga de 1lb/s (0.45 kg/s) o más para proteger en caso de incendios provocados por incendios de líquidos inflamables presurizados y gases presurizados. Sin embargo, hace una advertencia de no intentar extinguir este tipo de incendio a menos que haya seguridad razonable de la fuente de combustible se puede cerrar rápidamente.

Además, se contempla que se llevará a cabo el seguimiento de la **NOM-010-ASEA-2016** para cada una de las etapas, en cuanto a los sistemas y procedimientos de seguridad.

En cuanto a los equipos de atención a emergencias, en la Terminal de Descarga se tendrán los especificados en el siguiente inventario de equipo de emergencias:

Tabla 5.38. Inventario de equipo de atención a emergencias.

No.	Nombre	Cantidad
1	Extintores PQS de 9 kg	4
2	Extintores de CO2 de 9 kg	1
3	Señalización de No Fumar	ND
4	Señalización de Prohibido el Uso de Fuego	ND
5	Señalización de Prohibido el paso a personal no autorizado	ND
6	Señalización de Apagar el Celular	ND
7	Señalización de Paro de Emergencia	ND
8	Señalización de Velocidad Máxima = 10 km/h	ND

No.	Nombre	Cantidad
9	Señalización de Precaución Alto Voltaje	ND
10	Señalización de Peligro Gas Inflamable	ND
11	Señalización de Uso de Equipo de Protección Personal	ND
12	Señalización de Ruta de Evacuación	ND
13	Señalización de Salida de Emergencia	ND
14	Señalización de Botiquín	ND
15	Señalización de Punto de Reunión	ND
16	Botiquín	1
17	Conos de Viento	ND
18	Paros de emergencia	ND

El croquis de ubicación del inventario de emergencias listado en la tabla anterior, se puede ver en el **Anexo 3**.

Así mismo, cumplir con lo establecido en las normas aplicables al proyecto:

- NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural
- NOM-002-SECRE-2010, Instalaciones para el aprovechamiento de gas natural
- NOM-003-SECRE-2011, Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos
- NOM-007-SECRE-2010, Transporte de gas natural
- NOM-010-ASEA-2016 Gas Natural Comprimido (GNC). Requisitos mínimos de seguridad para Terminales de Carga y Terminales de Descarga de Módulos de almacenamiento transportables y Estaciones de Suministro de vehículos automotores.
- NOM-002-STPS-2010, Condiciones de seguridad-prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
- NOM-026-STPS-2008, Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías.
- NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones eléctricas (Utilización).

- NOM-022-STPS-2008, Electricidad estática en los centros de trabajo- condiciones de seguridad.
- NOM-008-SCFI-1993, Sistema general de unidades y medidas.

5.8.2. Medidas preventivas.

Dentro de las medidas preventivas se consideran las siguientes capas de protección:

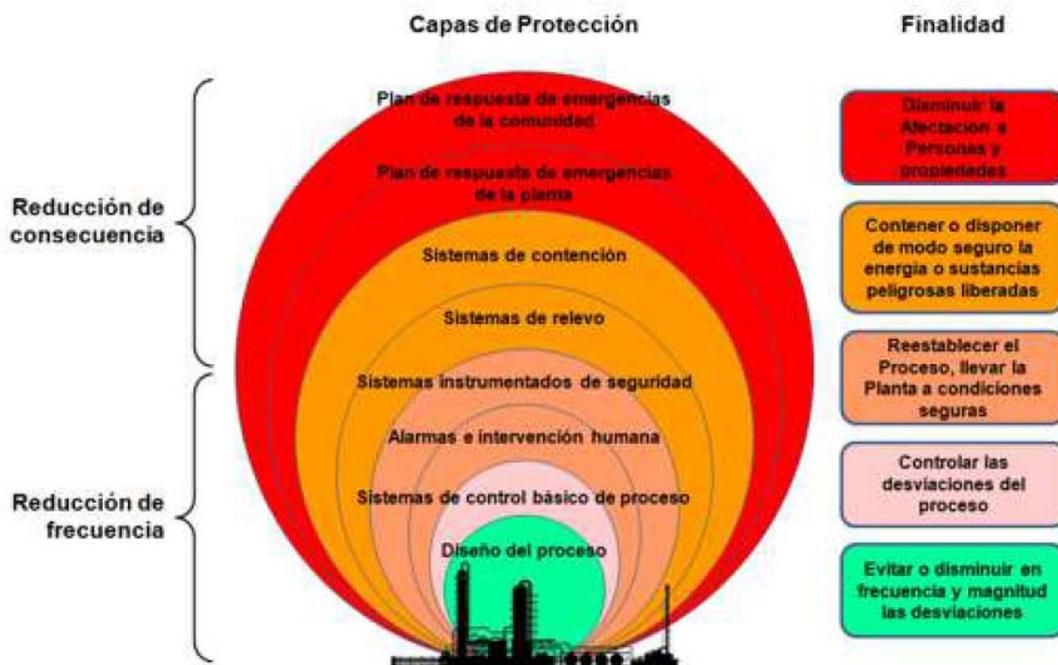


Figura 5.74. Capas de Protección (Medidas preventivas).

Con base al diagrama anterior, pueden clasificarse las salvaguardas con base en lo siguiente:

- Activas o pasivas.
- Preventivas (pre-release o antes de que la liberación del material ocurra).
- Mitigantes (post-release o después de que la liberación del material ocurra).

La empresa ha desarrollado una serie de procedimientos para la atención de emergencias y de procedimientos de seguridad, los cuales son descritos a continuación:

➤ Procedimientos de Emergencia:

- PG-SYS-GEN-01, Plan de Respuesta a Emergencia.
Desarrollado como un plan de administración de crisis para regresar a condiciones normales y seguras de operación, evaluando el tiempo estimado para dos tipos de eventos: control de falla y reparación de falla.
- PO-SYS-GEN-06, Activación del Plan Integral de Seguridad.
Permite al personal, tener conocimiento de cómo actuar en caso de alguna situación de emergencia, de manera oportuna y segura, con la finalidad de minimizar y corregir las condiciones que representan un riesgo para la comunidad y la operación.
- PO-SYS-SGS-14, Procedimiento de Prevención y Combate de Incendios.
Permite al personal, tener conocimiento de cómo actuar ante una situación de emergencia de incendio, como prevenirlo de manera oportuna y segura, con la finalidad de minimizar y corregir las condiciones que representen un riesgo para el personal y sus instalaciones.
- PO-SYS-SGS-18, Plan Integral de Seguridad.
Establece los lineamientos para identificar los riesgos asociados a un sistema de distribución y/o transporte de gas natural, incluyendo la instalación del usuario final. Así mismo, establece el plan de prevención de riesgos, así como la metodología inherente al monitoreo y control de fugas de gas natural.
- PT-SYS-SGS-08, Plan de Emergencias en Obra.
Establece las directrices que permitan dar una respuesta oportuna y adecuada ante las situaciones de emergencia que se presenten durante las actividades de construcción.

➤ Procedimientos de Seguridad:

- PG-SYS-SGS-01, Identificación de Peligros, Evaluación y Control de Riesgos.
Establece la metodología para identificar, evaluar, controlar y minimizar los peligros y riesgos a los que están expuestos los trabajadores al realizar sus actividades laborales en los diferentes centros de trabajo.
- PG-SYS-SGS-02, Investigación y Análisis de Accidentes e Incidentes.
Establece la metodología a implementar para llevar a cabo la investigación de accidentes e incidentes que ocurran en las instalaciones y/o frentes de trabajo, con el fin de reducir su ocurrencia.
- PO-SYS-SGS-16, Procedimiento: Búsqueda, Rescate y Clasificación de Lesionados.
Proporcionar a todo el personal que desarrolle actividades en las instalaciones, conocimientos necesarios para realizar la búsqueda y rescate de lesionados, que se pudieran presentar debido a una emergencia. Así mismo, se presentarán los criterios para que en caso de que una emergencia presente múltiples lesionados, se brinde atención de manera prioritaria a quien más lo amerite.
- PO-SYS-SGS-24, Revisión de Seguridad en la Operación.
Establece los requerimientos en materia de seguridad, previo al inicio y durante la operación del sistema de transporte o distribución de gas natural, para dar cumplimiento a las disposiciones señaladas por las diferentes dependencias, así como del sistema integral de gestión.
- PT-SYS-SGS-09, Manejo de Sustancias Químicas Peligrosas.
Establece los lineamientos para la identificación, almacenamiento, manejo y trasvase de las sustancias químicas peligrosas utilizadas en las actividades, instalaciones y servicios de la empresa.
- PT-SYS-SGS-10, Trabajos de Alto Riesgo.
Establece los lineamientos de seguridad a considerar para ejecutar trabajos de alto riesgo de los centros de trabajo.
- PT-SYS-SGS-13, Comisión de Seguridad e Higiene.

Establece los mecanismos para la integración, funcionamiento y responsabilidades de la Comisión de Seguridad e Higiene en los diferentes centros de trabajo de la empresa.

Una copia de todos estos procedimientos se adjuntan en el **Anexo 7**.

Medidas de Restauración y Mitigación.

En el Plan de Contingencias en materia de Protección Civil/Atención a Emergencias que se realice para el establecimiento, también se deberá contemplar incluir las actividades y medidas tendientes a la restauración de las áreas y zonas afectadas (en caso de algún evento), en el apartado de recuperación después de terminada la emergencia, así como el retorno a condiciones normales de operación, donde se describan las acciones de:

- Limpieza y retiro de escombros, interna y externa, si fuera el caso.
- Disposición adecuada de todos los residuos que se generen de la limpieza.
- Reacomodo y restauración o reposición de maquinaria, equipo e instalaciones.
- Recuento de los daños en el exterior, para su restauración en coordinación con la autoridad competente.
- Reposición de los equipos y sistemas de emergencia que se hayan dañado.
- Evaluación del daño total causado por el evento, y en su caso, la reingeniería de las instalaciones con las adecuaciones y mejoras correspondientes.

5.8.3. Recomendaciones técnico – operativas.

En esta sección se indicarán claramente las recomendaciones técnico-operativas (que incluyan equipos, dispositivos, Sistemas de Seguridad y medidas preventivas) identificadas como oportunidades de mejora para reducir el Nivel de Riesgo, derivadas de la aplicación de la(s) metodología(s) para el Análisis y Evaluación de Riesgos (identificación de peligros y de Escenarios de Riesgo, jerarquización de

Escenarios de Riesgo, análisis de frecuencias y consecuencias), a continuación se enlistan las principales recomendaciones derivadas:

- Dar seguimiento a los programas de mantenimiento preventivo a válvulas, reguladoras, conexiones e instrumentación.
- Dar seguimiento a los programas de mantenimiento preventivo a válvulas y todos los dispositivos de seguridad.
- Dar seguimiento a los procedimientos de respuesta a emergencia.
- Dar seguimiento a los programas de mantenimiento de tuberías y accesorios.
- Dar seguimiento al monitoreo del estado de las tuberías y programas de seguridad industrial.
- Dar seguimiento a los programas de medición de calidad del combustible.

5.9. CONCLUSIONES.

Una vez realizados los estudios de campo, la recopilación de información, la evaluación y análisis de riesgos y finalmente la simulación de los eventos de riesgo, el personal a cargo del presente estudio concluye que:

El Proyecto lleva por nombre: "**TERMINAL DE DESCARGA PUERTO MORELOS**", el cual contempla instalar una terminal de descarga de Gas Natural Comprimido (GNC), en el municipio de Puerto Morelos, Quintana Roo.

La Terminal de Descarga suministrará el gas natural a la planta, a través de transportes viales con Tanques Contenedores de GNC, los tanques son vaciados por medio de mangueras especiales que alimentan al equipo de descompresión. El equipo de descompresión reduce la presión del gas por medio de válvulas reguladoras de 4 a 7 Bar (58.01 - 101.53 Psig).

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

En el presente estudio, se realizó la identificación de los riesgos potenciales a través de la Matriz de Identificación de Riesgos Potenciales (MIRP) y posteriormente para la evaluación se seleccionó la metodología HAZOP ("HAZard and OPerability"), conocida también como Análisis de Operabilidad y Riesgos de los Procesos.

Una vez realizada la identificación de riesgos a través de la aplicación del análisis HAZOP, se procedió a jerarquizar aquellos eventos que pudieran derivar en un accidente de riesgo ambiental. Para efectos de realizar la jerarquización, se utilizó una Matriz de Riesgos, la cual contempla los conceptos de Frecuencia y Severidad.

Una vez realizada la identificación de los riesgos potenciales por la metodología HAZOP y de hacer la debida jerarquización, se detectó que los eventos con mayor probabilidad de ocurrencia ocurrían al tener una falla en el sistema de trasvase, ya sea por daño mecánico de algún componente o por error humano al no realizar adecuadamente las conexiones; posteriormente se identificaron los siguientes eventos de riesgo:

1. Fuga de Gas Natural Comprimido en la tubería de 1 ½" de diámetro @250 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería, localizada en el panel de descarga de la terminal de descarga, debido a un golpe por actividades de mantenimiento.
2. Fuga de Gas Natural Comprimido en la tubería de 1 ½" de diámetro @250 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería, localizada en el panel de descarga de la terminal de descarga, debido a un golpe por actividades de mantenimiento.
3. Fuga de Gas Natural Comprimido en la válvula tipo bola que controla el flujo de salida del panel de descarga de 1 ½" de diámetro @250 bar. debido a un

- golpe por actividades de mantenimiento, se origina una ruptura del 100% de la válvula.
4. Fuga de Gas Natural Comprimido en la tubería de 1 ½" de diámetro @250 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería, localizada a la salida del panel de descarga de la terminal de descarga, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.
 5. Fuga de Gas Natural Comprimido en la tubería de 1 ½" de diámetro @250 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería, localizada a la salida del panel de descarga de la terminal de descarga, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.
 6. Fuga de Gas Natural Comprimido en la válvula tipo bola que controla el flujo de entrada al Módulo de Reducción de Presión de 1 ½" de diámetro @250 bar, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante, se origina una ruptura del 100% de la válvula.
 7. Fuga de Gas Natural en la válvula tipo bola que controla el flujo de salida del Módulo de Reducción de Presión de 3" de diámetro @21 bar, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante, se origina una ruptura del 100% de la válvula.
 8. Fuga de Gas Natural en la tubería de 3" de diámetro @21 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería, localizada a la salida del del Módulo de Reducción de Presión, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.
 9. Fuga de Gas Natural en la tubería de 3" de diámetro @21 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería, localizada a la salida del del Módulo de Reducción de Presión, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.
 10. Fuga de Gas Natural en la tubería de 6" de diámetro @21 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería, localizada a la salida de la Estación de

Medición, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.

11. Fuga de Gas Natural en la tubería de 6" de diámetro @21 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería, localizada a la salida de la Estación de Medición, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.
12. Fuga de Gas Natural en la válvula tipo esfera que controla el flujo de entrada a la Estación de Medición de 6" de diámetro @21 bar, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante, se origina una ruptura del 100% de la válvula.
13. Fuga de Gas Natural en la tubería de 6" de diámetro @21 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería, localizada en la Estación de Medición, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.
14. Fuga de Gas Natural en la tubería de 6" de diámetro @21 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería, localizada en la Estación de Medición, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.

Una vez identificados los escenarios, se realizó el Análisis Detallado de consecuencias, por medio de las modelaciones de incendio y explosión, las cuales fueron hechas utilizando el Software SCRI Modelos en su Versión 4.5 y SCRI Fuego en su Versión 2.2, donde se obtuvieron los siguientes resultados:

Caso 1.

Clave de Escenario. 1A-FUGA-1 1/2IN-PD-50%

Fuga de Gas Natural Comprimido en la tubería de 1 ½" de diámetro @250 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería, localizada en el panel de descarga de la terminal de descarga, debido a un golpe por actividades de mantenimiento.

Incendio.

Al generarse la fuga y encontrar una fuente de ignición se produciría un incendio, que generaría una flama con una longitud de 4 m, a partir de la cual se generaría una zona de alto riesgo con una radiación en la periferia de 25 kw/m² a una distancia máxima de afectación de 19.31 m, se generaría una radiación de 5 kw/m² a una distancia de 41.9 m y la zona de amortiguamiento definida por una radiación de 1.4 kW/m², se daría a una distancia máxima de 77.11 m a partir del punto en que se genere la flama.

Explosión.

En caso de que la fuga no encuentre de inmediato una fuente de ignición cercana, se generaría una masa de nube explosiva durante 5 minutos, que es el tiempo de respuesta estimado para la atención de la emergencia. Con base en los resultados obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 71.53 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3 psig; una distancia de 163.27 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig, suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 277.54 m a partir del punto en el que se genere la fuga.

Caso 2.

Clave de Escenario. 1B-FUGA-1 1/2IN-PD-100%

Fuga de Gas Natural Comprimido en la tubería de 1 1/2" de diámetro @250 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería, localizada en el panel de descarga de la terminal de descarga, debido a un golpe por actividades de mantenimiento.

Incendio.

Al generarse la fuga y encontrar una fuente de ignición se produciría un incendio, que generaría una flama con una longitud de 8.1 m, a partir de la cual se generaría una zona de alto riesgo con una radiación en la periferia de 25 kw/m² a una distancia máxima de afectación de 37.48 m, se generaría una radiación de 5 kw/m² a una distancia de 81.34 m y la zona de amortiguamiento definida por una radiación de 1.4 kW/m², se daría a una distancia máxima de 149.69 m a partir del punto en que se genere la flama.

Explosión.

En caso de que la fuga no encuentre de inmediato una fuente de ignición cercana, se generaría una masa de nube explosiva durante 5 minutos, que es el tiempo de respuesta estimado para la atención de la emergencia. Con base en los resultados obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 113.54 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3 psig; una distancia de 259.18 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig, suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 440.56 m a partir del punto en el que se genere la fuga.

Caso 3.

Clave de Escenario. 2A-VAL-1 1/2IN-100%

Fuga de Gas Natural Comprimido en la válvula tipo bola que controla el flujo de salida del panel de descarga de 1 ½" de diámetro @250 bar. debido a un golpe por actividades de mantenimiento, se origina una ruptura del 100% de la válvula.

Incendio.

Al generarse la fuga y encontrar una fuente de ignición se produciría un incendio, que generaría una flama con una longitud de 8.1 m, a partir de la cual se generaría una zona de alto riesgo con una radiación en la periferia de 25 kw/m² a una distancia máxima de afectación de 37.48 m, se generaría una radiación de 5 kw/m² a una distancia de 81.34 m y la zona de amortiguamiento definida por una radiación de 1.4 kW/m², se daría a una distancia máxima de 149.69 m a partir del punto en que se genere la flama.

Explosión.

En caso de que la fuga no encuentre de inmediato una fuente de ignición cercana, se generaría una masa de nube explosiva durante 5 minutos, que es el tiempo de respuesta estimado para la atención de la emergencia. Con base en los resultados obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 113.54 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3 psig; una distancia de 259.18 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig, suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 440.56 m a partir del punto en el que se genere la fuga.

Caso 4.

Clave de Escenario. 3A-FUGA-1 1/2IN-50%

Fuga de Gas Natural Comprimido en la tubería de 1 1/2" de diámetro @250 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería, localizada a la salida del panel de descarga de la terminal de descarga, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.

Incendio.

Al generarse la fuga y encontrar una fuente de ignición se produciría un incendio, que generaría una flama con una longitud de 4 m, a partir de la cual se generaría una zona de alto riesgo con una radiación en la periferia de 25 kw/m² a una distancia máxima de afectación de 19.31 m, se generaría una radiación de 5 kw/m² a una distancia de 41.90 m y la zona de amortiguamiento definida por una radiación de 1.4 kW/m², se daría a una distancia máxima de 77.11 m a partir del punto en que se genere la flama.

Explosión.

En caso de que la fuga no encuentre de inmediato una fuente de ignición cercana, se generaría una masa de nube explosiva durante 5 minutos, que es el tiempo de respuesta estimado para la atención de la emergencia. Con base en los resultados obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 71.53 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3 psig; una distancia de 163.27 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig, suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 277.54 m a partir del punto en el que se genere la fuga.

Caso 5.

Clave de Escenario. 3B-FUGA-1 1/2IN-100%

Fuga de Gas Natural Comprimido en la tubería de 1 ½" de diámetro @250 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería, localizada a la salida del panel de descarga de la terminal de descarga, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.

Incendio.

Al generarse la fuga y encontrar una fuente de ignición se produciría un incendio, que generaría una flama con una longitud de 8.1 m, a partir de la cual se generaría una zona de alto riesgo con una radiación en la periferia de 25 kw/m² a una distancia máxima de afectación de 37.48 m, se generaría una radiación de 5 kw/m² a una distancia de 81.34 m y la zona de amortiguamiento definida por una radiación de 1.4 kW/m², se daría a una distancia máxima de 149.69 m a partir del punto en que se genere la flama.

Explosión.

En caso de que la fuga no encuentre de inmediato una fuente de ignición cercana, se generaría una masa de nube explosiva durante 5 minutos, que es el tiempo de respuesta estimado para la atención de la emergencia. Con base en los resultados obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 113.54 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3 psig; una distancia de 259.18 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig, suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 440.56 m a partir del punto en el que se genere la fuga.

Caso 6.

Clave de Escenario. 4A-VAL-1 1/2IN-100%

Fuga de Gas Natural Comprimido en la válvula tipo bola que controla el flujo de entrada al Módulo de Reducción de Presión de 1 ½" de diámetro @250 bar, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante, se origina una ruptura del 100% de la válvula.

Incendio.

Al generarse la fuga y encontrar una fuente de ignición se produciría un incendio, que generaría una flama con una longitud de 8.1 m, a partir de la cual se generaría una zona de alto riesgo con una radiación en la periferia de 25 kw/m² a una distancia máxima de afectación de 37.48 m, se generaría una radiación de 5 kw/m² a una distancia de 81.34 m y la zona de amortiguamiento definida por una radiación de 1.4 kW/m², se daría a una distancia máxima de 149.69 m a partir del punto en que se genere la flama.

Explosión.

En caso de que la fuga no encuentre de inmediato una fuente de ignición cercana, se generaría una masa de nube explosiva durante 5 minutos, que es el tiempo de respuesta estimado para la atención de la emergencia. Con base en los resultados obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 113.54 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3 psig; una distancia de 259.18 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig, suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 440.56 m a partir del punto en el que se genere la fuga.

Caso 7.

Clave de Escenario. 5A-VAL-3IN-100%

Fuga de Gas Natural en la válvula tipo bola que controla el flujo de salida del Módulo de Reducción de Presión de 3" de diámetro @21 bar, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante, se origina una ruptura del 100% de la válvula.

Incendio.

Al generarse la fuga y encontrar una fuente de ignición se produciría un incendio, que generaría una flama con una longitud de 16.2 m, a partir de la cual se generaría una zona de alto riesgo con una radiación en la periferia de 25 kw/m² a una distancia máxima de afectación de 20.76 m, se generaría una radiación de 5 kw/m² a una distancia de 47.44 m y la zona de amortiguamiento definida por una radiación de 1.4 kW/m², se daría a una distancia máxima de 88.13 m a partir del punto en que se genere la flama.

Explosión.

En caso de que la fuga no encuentre de inmediato una fuente de ignición cercana, se generaría una masa de nube explosiva durante 5 minutos, que es el tiempo de respuesta estimado para la atención de la emergencia. Con base en los resultados obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 78.71 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3 psig; una distancia de 179.68 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig, suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 305.42 m a partir del punto en el que se genere la fuga.

Caso 8.

Clave de Escenario. 6A-FUGA-3IN-50%

Fuga de Gas Natural en la tubería de 3" de diámetro @21 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería, localizada a la salida del del Módulo de Reducción de Presión, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.

Incendio.

Al generarse la fuga y encontrar una fuente de ignición se produciría un incendio, que generaría una flama con una longitud de 8.1 m, a partir de la cual se generaría una zona de alto riesgo con una radiación en la periferia de 25 kw/m² a una distancia máxima de afectación de 10.74 m, se generaría una radiación de 5 kw/m² a una distancia de 24.46 m y la zona de amortiguamiento definida por una radiación de 1.4 kW/m², se daría a una distancia máxima de 45.41 m a partir del punto en que se genere la flama.

Explosión.

En caso de que la fuga no encuentre de inmediato una fuente de ignición cercana, se generaría una masa de nube explosiva durante 5 minutos, que es el tiempo de respuesta estimado para la atención de la emergencia. Con base en los resultados obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 49.58 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3 psig; una distancia de 113.19 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig, suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 192.4 m a partir del punto en el que se genere la fuga.

Caso 9.

Clave de Escenario. 6B-FUGA-3IN-100%

Fuga de Gas Natural en la tubería de 3" de diámetro @21 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería, localizada a la salida del del Módulo de Reducción de Presión, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.

Incendio.

Al generarse la fuga y encontrar una fuente de ignición se produciría un incendio, que generaría una flama con una longitud de 16.2 m, a partir de la cual se generaría una zona de alto riesgo con una radiación en la periferia de 25 kw/m² a una distancia máxima de afectación de 20.76 m, se generaría una radiación de 5 kw/m² a una distancia de 47.44 m y la zona de amortiguamiento definida por una radiación de 1.4 kW/m², se daría a una distancia máxima de 88.13 m a partir del punto en que se genere la flama.

Explosión.

En caso de que la fuga no encuentre de inmediato una fuente de ignición cercana, se generaría una masa de nube explosiva durante 5 minutos, que es el tiempo de respuesta estimado para la atención de la emergencia. Con base en los resultados obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 78.71 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3 psig; una distancia de 179.69 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig, suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 305.42 m a partir del punto en el que se genere la fuga.

Caso 10.

Clave de Escenario. 7A-FUGA-6IN-50%

Fuga de Gas Natural en la tubería de 6" de diámetro @21 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería, localizada a la salida de la Estación de Medición, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.

Incendio.

Al generarse la fuga y encontrar una fuente de ignición se produciría un incendio, que generaría una flama con una longitud de 16.2 m, a partir de la cual se generaría una zona de alto riesgo con una radiación en la periferia de 25 kw/m² a una distancia máxima de afectación de 20.76 m, se generaría una radiación de 5 kw/m² a una distancia de 47.44 m y la zona de amortiguamiento definida por una radiación de 1.4 kW/m², se daría a una distancia máxima de 88.13 m a partir del punto en que se genere la flama.

Explosión.

En caso de que la fuga no encuentre de inmediato una fuente de ignición cercana, se generaría una masa de nube explosiva durante 5 minutos, que es el tiempo de respuesta estimado para la atención de la emergencia. Con base en los resultados obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 78.71 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3 psig; una distancia de 179.69 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig, suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 305.42 m a partir del punto en el que se genere la fuga.

Caso 11.

Clave de Escenario. 7B-FUGA-6IN-100%

Fuga de Gas Natural en la tubería de 6" de diámetro @21 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería, localizada a la salida de la Estación de Medición, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.

Incendio.

Al generarse la fuga y encontrar una fuente de ignición se produciría un incendio, que generaría una flama con una longitud de 32.4 m, a partir de la cual se generaría una zona de alto riesgo con una radiación en la periferia de 25 kw/m² a una distancia máxima de afectación de 40.12 m, se generaría una radiación de 5 kw/m² a una distancia de 92.02 m y la zona de amortiguamiento definida por una radiación de 1.4 kW/m², se daría a una distancia máxima de 171.04 m a partir del punto en que se genere la flama.

Explosión.

En caso de que la fuga no encuentre de inmediato una fuente de ignición cercana, se generaría una masa de nube explosiva durante 5 minutos, que es el tiempo de respuesta estimado para la atención de la emergencia. Con base en los resultados obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 124.95 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3 psig; una distancia de 285.22 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig, suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 484.82 m a partir del punto en el que se genere la fuga.

Caso 12.

Clave de Escenario. 8A-VAL-6IN-100%

Fuga de Gas Natural en la válvula tipo esfera que controla el flujo de entrada a la Estación de Medición de 6" de diámetro @21 bar, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante, se origina una ruptura del 100% de la válvula.

Incendio.

Al generarse la fuga y encontrar una fuente de ignición se produciría un incendio, que generaría una flama con una longitud de 32.4 m, a partir de la cual se generaría una zona de alto riesgo con una radiación en la periferia de 25 kw/m² a una distancia máxima de afectación de 40.12 m, se generaría una radiación de 5 kw/m² a una distancia de 92.02 m y la zona de amortiguamiento definida por una radiación de 1.4 kW/m², se daría a una distancia máxima de 171.04 m a partir del punto en que se genere la flama.

Explosión.

En caso de que la fuga no encuentre de inmediato una fuente de ignición cercana, se generaría una masa de nube explosiva durante 5 minutos, que es el tiempo de respuesta estimado para la atención de la emergencia. Con base en los resultados obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 124.95 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3 psig; una distancia de 285.22 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig, suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 484.82 m a partir del punto en el que se genere la fuga.

Caso 13.

Clave de Escenario. 9A-FUGA-6IN-EM-50%

Fuga de Gas Natural en la tubería de 6" de diámetro @21 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería, localizada en la Estación de Medición, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.

Incendio.

Al generarse la fuga y encontrar una fuente de ignición se produciría un incendio, que generaría una flama con una longitud de 16.2 m, a partir de la cual se generaría una zona de alto riesgo con una radiación en la periferia de 25 kw/m² a una distancia máxima de afectación de 20.76 m, se generaría una radiación de 5 kw/m² a una distancia de 47.44 m y la zona de amortiguamiento definida por una radiación de 1.4 kW/m², se daría a una distancia máxima de 88.13 m a partir del punto en que se genere la flama.

Explosión.

En caso de que la fuga no encuentre de inmediato una fuente de ignición cercana, se generaría una masa de nube explosiva durante 5 minutos, que es el tiempo de respuesta estimado para la atención de la emergencia. Con base en los resultados obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 78.71 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3 psig; una distancia de 179.69 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig, suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 305.42 m a partir del punto en el que se genere la fuga.

Caso 14.

Clave de Escenario. 9B-FUGA-6IN-EM-100%

Fuga de Gas Natural en la tubería de 6" de diámetro @21 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería, localizada en la Estación de Medición, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.

Incendio.

Al generarse la fuga y encontrar una fuente de ignición se produciría un incendio, que generaría una flama con una longitud de 32.4 m, a partir de la cual se generaría una zona de alto riesgo con una radiación en la periferia de 25 kw/m² a una distancia máxima de afectación de 40.12 m, se generaría una radiación de 5 kw/m² a una distancia de 92.02 m y la zona de amortiguamiento definida por una radiación de 1.4 kW/m², se daría a una distancia máxima de 171.04 m a partir del punto en que se genere la flama.

Explosión.

En caso de que la fuga no encuentre de inmediato una fuente de ignición cercana, se generaría una masa de nube explosiva durante 5 minutos, que es el tiempo de respuesta estimado para la atención de la emergencia. Con base en los resultados obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 124.95 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3 psig; una distancia de 285.22 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig, suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 484.82 m a partir del punto en el que se genere la fuga.

En base a los resultados obtenidos, se pudo observar que el escenario más catastrófico sería la explosión de la masa de gas natural en caso de que la fuga

ocurrida en la tubería de 6" @21 bar por ruptura total de la tubería, no encuentre de inmediato una fuente de ignición cercana (Caso 11, Explosión); con base en los resultados obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 124.95 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3 psig; una distancia de 285.22 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig, suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 484.82 m a partir del punto en el que se genere la fuga.

También, en base a los resultados de las modelaciones de los eventos de riesgo considerados, se realizó la representación en planos de los radios potenciales de afectación, en donde se aprecian las interacciones de riesgo con las colindancias más próximas.

El Proyecto también contará con medidas preventivas para administrar los escenarios de riesgo, tales como: medidas preventivas en sistemas de control básico de proceso, alarmas de intervención humana, sistemas instrumentados de seguridad, señalización y Plan de Contingencias en materia de Protección Civil; así mismo se contempla que se llevará a cabo el seguimiento de la **NOM-010-ASEA-2016** para cada una de las etapas, en cuanto a los sistemas y procedimientos de seguridad.

El efectuar las recomendaciones técnico-operativas ayudará a reducir la posibilidad de que se presenten cualquiera de los eventos de riesgo identificados, así como mitigar en algunos casos las posibles consecuencias derivadas de la ocurrencia del evento extraordinario.

En general, se considera que el Proyecto contará con los recursos administrativos, tecnológicos y humanos para prevenir los eventos de riesgo identificados, por lo que



deberán mantener todos los sistemas y dispositivos de seguridad, programas de mantenimiento, procedimientos de emergencia y reforzar los programas de capacitación destinados a la prevención y control de los eventos de riesgo.

Adicionalmente a lo anterior, es necesario que los recursos metodológico-administrativos anteriores, sean actualizados y mejorados de acuerdo a las recomendaciones presentadas en este análisis, para que sean aún más funcionales.

5.10. RESUMEN EJECUTIVO.

El Proyecto lleva por nombre: "**TERMINAL DE DESCARGA PUERTO MORELOS**", el cual contempla instalar una terminal de descarga de Gas Natural Comprimido (GNC), en el municipio de Puerto Morelos, Quintana Roo.

La Terminal de Descarga suministrará el gas natural a la planta, a través de transportes viales con Tanques Contenedores de GNC, los tanques son vaciados por medio de mangueras especiales que alimentan al equipo de descompresión. El equipo de descompresión reduce la presión del gas por medio de válvulas reguladoras de 4 a 7 Bar (58.01 - 101.53 Psig).

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

Para la determinación de los riesgos ambientales que pudieran presentarse dentro de las instalaciones de la empresa se utilizaron los siguientes métodos de análisis de riesgos:

- Matriz de Identificación de Riesgos Potenciales (MIRP).
- Análisis de Riesgo y Operabilidad (HAZOP).

Habiendo finalizado la identificación de riesgos a través de la matriz de identificación de riesgos potenciales, se procedió a identificar qué condiciones presentaban de forma común en las operaciones realizadas. El objetivo planteado por el grupo de trabajo para realizar esto, fue agrupar las áreas que presentan condiciones similares para simplificar la aplicación del Análisis de Operabilidad y Riesgos HAZOP, se determinó a partir de la Matriz de Identificación de Riesgo Potenciales (MIRP).

De acuerdo a la descripción realizada, el análisis HAZOP se aplicará sobre los siguientes sistemas:

1. Panel de Descarga (analizando válvulas y tuberías).
2. Módulo de Reducción de Presión (analizando válvulas y tuberías).
3. Estación de Medición (analizando válvulas y tuberías).

De esta forma, el análisis que se presenta no pretende ser un análisis exhaustivo de riesgo, sino más bien sobre el comportamiento general de las operaciones donde se ve involucrado el trasvase de los combustibles.

Una vez realizada la identificación de riesgos a través de la aplicación del análisis HAZOP, se procedió a jerarquizar aquellos eventos que pudieran derivar en un accidente de riesgo ambiental.

Para efectos de realizar la jerarquización, se utilizó una Matriz de Riesgos, la cual contempla los conceptos de Frecuencia y Severidad.

A partir de la identificación de Riesgos mediante el HAZOP, se procedió a la determinación de los escenarios de simulación para cada una de las fallas de mayor riesgo en cada Nodo, por tal motivo, los eventos de riesgo propuestos fueron los siguientes:

1. Fuga de Gas Natural Comprimido en la tubería de 1 ½" de diámetro @250 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería, localizada en el panel de descarga de la terminal de descarga, debido a un golpe por actividades de mantenimiento.
2. Fuga de Gas Natural Comprimido en la tubería de 1 ½" de diámetro @250 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería, localizada en el panel de

descarga de la terminal de descarga, debido a un golpe por actividades de mantenimiento.

3. Fuga de Gas Natural Comprimido en la válvula tipo bola que controla el flujo de salida del panel de descarga de 1 ½" de diámetro @250 bar. debido a un golpe por actividades de mantenimiento, se origina una ruptura del 100% de la válvula.
4. Fuga de Gas Natural Comprimido en la tubería de 1 ½" de diámetro @250 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería, localizada a la salida del panel de descarga de la terminal de descarga, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.
5. Fuga de Gas Natural Comprimido en la tubería de 1 ½" de diámetro @250 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería, localizada a la salida del panel de descarga de la terminal de descarga, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.
6. Fuga de Gas Natural Comprimido en la válvula tipo bola que controla el flujo de entrada al Módulo de Reducción de Presión de 1 ½" de diámetro @250 bar, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante, se origina una ruptura del 100% de la válvula.
7. Fuga de Gas Natural en la válvula tipo bola que controla el flujo de salida del Módulo de Reducción de Presión de 3" de diámetro @21 bar, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante, se origina una ruptura del 100% de la válvula.
8. Fuga de Gas Natural en la tubería de 3" de diámetro @21 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería, localizada a la salida del del Módulo de Reducción de Presión, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.
9. Fuga de Gas Natural en la tubería de 3" de diámetro @21 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería, localizada a la salida del del Módulo de

Reducción de Presión, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.

10. Fuga de Gas Natural en la tubería de 6" de diámetro @21 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería, localizada a la salida de la Estación de Medición, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.
11. Fuga de Gas Natural en la tubería de 6" de diámetro @21 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería, localizada a la salida de la Estación de Medición, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.
12. Fuga de Gas Natural en la válvula tipo esfera que controla el flujo de entrada a la Estación de Medición de 6" de diámetro @21 bar, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante, se origina una ruptura del 100% de la válvula.
13. Fuga de Gas Natural en la tubería de 6" de diámetro @21 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería, localizada en la Estación de Medición, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.
14. Fuga de Gas Natural en la tubería de 6" de diámetro @21 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería, localizada en la Estación de Medición, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.

Para realizar la descripción de los Radios de Afectación se modeló los efectos esperados a partir de la ocurrencia de los Eventos de Riesgo identificados y jerarquizados en el Análisis de Riesgos descrito en las secciones anteriores del presente capítulo. Las modelaciones de explosión fueron hechas utilizando el Software SCRI Modelos en su Versión 4.5 y los eventos de incendio fueron hechos utilizando el Software SCRI Fuego en su Versión 2.2. Resultando los siguientes resultados:

Caso 1.

Clave de Escenario. 1A-FUGA-1 1/2IN-PD-50%

Fuga de Gas Natural Comprimido en la tubería de 1 ½" de diámetro @250 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería, localizada en el panel de descarga de la terminal de descarga, debido a un golpe por actividades de mantenimiento.

Incendio.

Al generarse la fuga y encontrar una fuente de ignición se produciría un incendio, que generaría una flama con una longitud de 4 m, a partir de la cual se generaría una zona de alto riesgo con una radiación en la periferia de 25 kw/m² a una distancia máxima de afectación de 19.31 m, se generaría una radiación de 5 kw/m² a una distancia de 41.9 m y la zona de amortiguamiento definida por una radiación de 1.4 kW/m², se daría a una distancia máxima de 77.11 m a partir del punto en que se genere la flama.

Explosión.

En caso de que la fuga no encuentre de inmediato una fuente de ignición cercana, se generaría una masa de nube explosiva durante 5 minutos, que es el tiempo de respuesta estimado para la atención de la emergencia. Con base en los resultados obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 71.53 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3 psig; una distancia de 163.27 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig, suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 277.54 m a partir del punto en el que se genere la fuga.

Caso 2.

Clave de Escenario. 1B-FUGA-1 1/2IN-PD-100%

Fuga de Gas Natural Comprimido en la tubería de 1 ½" de diámetro @250 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería, localizada en el panel de descarga de la terminal de descarga, debido a un golpe por actividades de mantenimiento.

Incendio.

Al generarse la fuga y encontrar una fuente de ignición se produciría un incendio, que generaría una flama con una longitud de 8.1 m, a partir de la cual se generaría una zona de alto riesgo con una radiación en la periferia de 25 kw/m² a una distancia máxima de afectación de 37.48 m, se generaría una radiación de 5 kw/m² a una distancia de 81.34 m y la zona de amortiguamiento definida por una radiación de 1.4 kW/m², se daría a una distancia máxima de 149.69 m a partir del punto en que se genere la flama.

Explosión.

En caso de que la fuga no encuentre de inmediato una fuente de ignición cercana, se generaría una masa de nube explosiva durante 5 minutos, que es el tiempo de respuesta estimado para la atención de la emergencia. Con base en los resultados obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 113.54 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3 psig; una distancia de 259.18 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig, suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 440.56 m a partir del punto en el que se genere la fuga.

Caso 3.

Clave de Escenario. 2A-VAL-1 1/2IN-100%

Fuga de Gas Natural Comprimido en la válvula tipo bola que controla el flujo de salida del panel de descarga de 1 ½" de diámetro @250 bar. debido a un golpe por actividades de mantenimiento, se origina una ruptura del 100% de la válvula.

Incendio.

Al generarse la fuga y encontrar una fuente de ignición se produciría un incendio, que generaría una flama con una longitud de 8.1 m, a partir de la cual se generaría una zona de alto riesgo con una radiación en la periferia de 25 kw/m² a una distancia máxima de afectación de 37.48 m, se generaría una radiación de 5 kw/m² a una distancia de 81.34 m y la zona de amortiguamiento definida por una radiación de 1.4 kW/m², se daría a una distancia máxima de 149.69 m a partir del punto en que se genere la flama.

Explosión.

En caso de que la fuga no encuentre de inmediato una fuente de ignición cercana, se generaría una masa de nube explosiva durante 5 minutos, que es el tiempo de respuesta estimado para la atención de la emergencia. Con base en los resultados obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 113.54 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3 psig; una distancia de 259.18 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig, suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 440.56 m a partir del punto en el que se genere la fuga.

Caso 4.

Clave de Escenario. 3A-FUGA-1 1/2IN-50%

Fuga de Gas Natural Comprimido en la tubería de 1 ½" de diámetro @250 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería, localizada a la salida del panel de descarga de la terminal de descarga, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.

Incendio.

Al generarse la fuga y encontrar una fuente de ignición se produciría un incendio, que generaría una flama con una longitud de 4 m, a partir de la cual se generaría una zona de alto riesgo con una radiación en la periferia de 25 kw/m² a una distancia máxima de afectación de 19.31 m, se generaría una radiación de 5 kw/m² a una distancia de 41.90 m y la zona de amortiguamiento definida por una radiación de 1.4 kW/m², se daría a una distancia máxima de 77.11 m a partir del punto en que se genere la flama.

Explosión.

En caso de que la fuga no encuentre de inmediato una fuente de ignición cercana, se generaría una masa de nube explosiva durante 5 minutos, que es el tiempo de respuesta estimado para la atención de la emergencia. Con base en los resultados obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 71.53 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3 psig; una distancia de 163.27 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig, suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 277.54 m a partir del punto en el que se genere la fuga.

Caso 5.

Clave de Escenario. 3B-FUGA-1 1/2IN-100%

Fuga de Gas Natural Comprimido en la tubería de 1 ½" de diámetro @250 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería, localizada a la salida del panel de descarga de la terminal de descarga, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.

Incendio.

Al generarse la fuga y encontrar una fuente de ignición se produciría un incendio, que generaría una flama con una longitud de 8.1 m, a partir de la cual se generaría una zona de alto riesgo con una radiación en la periferia de 25 kw/m² a una distancia máxima de afectación de 37.48 m, se generaría una radiación de 5 kw/m² a una distancia de 81.34 m y la zona de amortiguamiento definida por una radiación de 1.4 kW/m², se daría a una distancia máxima de 149.69 m a partir del punto en que se genere la flama.

Explosión.

En caso de que la fuga no encuentre de inmediato una fuente de ignición cercana, se generaría una masa de nube explosiva durante 5 minutos, que es el tiempo de respuesta estimado para la atención de la emergencia. Con base en los resultados obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 113.54 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3 psig; una distancia de 259.18 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig, suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 440.56 m a partir del punto en el que se genere la fuga.

Caso 6.

Clave de Escenario. 4A-VAL-1 1/2IN-100%

Fuga de Gas Natural Comprimido en la válvula tipo bola que controla el flujo de entrada al Módulo de Reducción de Presión de 1 ½" de diámetro @250 bar, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante, se origina una ruptura del 100% de la válvula.

Incendio.

Al generarse la fuga y encontrar una fuente de ignición se produciría un incendio, que generaría una flama con una longitud de 8.1 m, a partir de la cual se generaría una zona de alto riesgo con una radiación en la periferia de 25 kw/m² a una distancia máxima de afectación de 37.48 m, se generaría una radiación de 5 kw/m² a una distancia de 81.34 m y la zona de amortiguamiento definida por una radiación de 1.4 kW/m², se daría a una distancia máxima de 149.69 m a partir del punto en que se genere la flama.

Explosión.

En caso de que la fuga no encuentre de inmediato una fuente de ignición cercana, se generaría una masa de nube explosiva durante 5 minutos, que es el tiempo de respuesta estimado para la atención de la emergencia. Con base en los resultados obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 113.54 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3 psig; una distancia de 259.18 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig, suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 440.56 m a partir del punto en el que se genere la fuga.

Caso 7.

Clave de Escenario. 5A-VAL-3IN-100%

Fuga de Gas Natural en la válvula tipo bola que controla el flujo de salida del Módulo de Reducción de Presión de 3" de diámetro @21 bar, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante, se origina una ruptura del 100% de la válvula.

Incendio.

Al generarse la fuga y encontrar una fuente de ignición se produciría un incendio, que generaría una flama con una longitud de 16.2 m, a partir de la cual se generaría una zona de alto riesgo con una radiación en la periferia de 25 kw/m² a una distancia máxima de afectación de 20.76 m, se generaría una radiación de 5 kw/m² a una distancia de 47.44 m y la zona de amortiguamiento definida por una radiación de 1.4 kW/m², se daría a una distancia máxima de 88.13 m a partir del punto en que se genere la flama.

Explosión.

En caso de que la fuga no encuentre de inmediato una fuente de ignición cercana, se generaría una masa de nube explosiva durante 5 minutos, que es el tiempo de respuesta estimado para la atención de la emergencia. Con base en los resultados obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 78.71 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3 psig; una distancia de 179.68 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig, suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 305.42 m a partir del punto en el que se genere la fuga.

Caso 8.

Clave de Escenario. 6A-FUGA-3IN-50%

Fuga de Gas Natural en la tubería de 3" de diámetro @21 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería, localizada a la salida del del Módulo de Reducción de Presión, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.

Incendio.

Al generarse la fuga y encontrar una fuente de ignición se produciría un incendio, que generaría una flama con una longitud de 8.1 m, a partir de la cual se generaría una zona de alto riesgo con una radiación en la periferia de 25 kw/m² a una distancia máxima de afectación de 10.74 m, se generaría una radiación de 5 kw/m² a una distancia de 24.46 m y la zona de amortiguamiento definida por una radiación de 1.4 kW/m², se daría a una distancia máxima de 45.41 m a partir del punto en que se genere la flama.

Explosión.

En caso de que la fuga no encuentre de inmediato una fuente de ignición cercana, se generaría una masa de nube explosiva durante 5 minutos, que es el tiempo de respuesta estimado para la atención de la emergencia. Con base en los resultados obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 49.58 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3 psig; una distancia de 113.19 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig, suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 192.4 m a partir del punto en el que se genere la fuga.

Caso 9.

Clave de Escenario. 6B-FUGA-3IN-100%

Fuga de Gas Natural en la tubería de 3" de diámetro @21 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería, localizada a la salida del del Módulo de Reducción de Presión, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.

Incendio.

Al generarse la fuga y encontrar una fuente de ignición se produciría un incendio, que generaría una flama con una longitud de 16.2 m, a partir de la cual se generaría una zona de alto riesgo con una radiación en la periferia de 25 kw/m² a una distancia máxima de afectación de 20.76 m, se generaría una radiación de 5 kw/m² a una distancia de 47.44 m y la zona de amortiguamiento definida por una radiación de 1.4 kW/m², se daría a una distancia máxima de 88.13 m a partir del punto en que se genere la flama.

Explosión.

En caso de que la fuga no encuentre de inmediato una fuente de ignición cercana, se generaría una masa de nube explosiva durante 5 minutos, que es el tiempo de respuesta estimado para la atención de la emergencia. Con base en los resultados obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 78.71 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3 psig; una distancia de 179.69 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig, suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 305.42 m a partir del punto en el que se genere la fuga.

Caso 10.

Clave de Escenario. 7A-FUGA-6IN-50%

Fuga de Gas Natural en la tubería de 6" de diámetro @21 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería, localizada a la salida de la Estación de Medición, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.

Incendio.

Al generarse la fuga y encontrar una fuente de ignición se produciría un incendio, que generaría una flama con una longitud de 16.2 m, a partir de la cual se generaría una zona de alto riesgo con una radiación en la periferia de 25 kw/m² a una distancia máxima de afectación de 20.76 m, se generaría una radiación de 5 kw/m² a una distancia de 47.44 m y la zona de amortiguamiento definida por una radiación de 1.4 kW/m², se daría a una distancia máxima de 88.13 m a partir del punto en que se genere la flama.

Explosión.

En caso de que la fuga no encuentre de inmediato una fuente de ignición cercana, se generaría una masa de nube explosiva durante 5 minutos, que es el tiempo de respuesta estimado para la atención de la emergencia. Con base en los resultados obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 78.71 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3 psig; una distancia de 179.69 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig, suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 305.42 m a partir del punto en el que se genere la fuga.

Caso 11.

Clave de Escenario. 7B-FUGA-6IN-100%

Fuga de Gas Natural en la tubería de 6" de diámetro @21 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería, localizada a la salida de la Estación de Medición, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.

Incendio.

Al generarse la fuga y encontrar una fuente de ignición se produciría un incendio, que generaría una flama con una longitud de 32.4 m, a partir de la cual se generaría una zona de alto riesgo con una radiación en la periferia de 25 kw/m² a una distancia máxima de afectación de 40.12 m, se generaría una radiación de 5 kw/m² a una distancia de 92.02 m y la zona de amortiguamiento definida por una radiación de 1.4 kW/m², se daría a una distancia máxima de 171.04 m a partir del punto en que se genere la flama.

Explosión.

En caso de que la fuga no encuentre de inmediato una fuente de ignición cercana, se generaría una masa de nube explosiva durante 5 minutos, que es el tiempo de respuesta estimado para la atención de la emergencia. Con base en los resultados obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 124.95 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3 psig; una distancia de 285.22 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig, suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 484.82 m a partir del punto en el que se genere la fuga.

Caso 12.

Clave de Escenario. 8A-VAL-6IN-100%

Fuga de Gas Natural en la válvula tipo esfera que controla el flujo de entrada a la Estación de Medición de 6" de diámetro @21 bar, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante, se origina una ruptura del 100% de la válvula.

Incendio.

Al generarse la fuga y encontrar una fuente de ignición se produciría un incendio, que generaría una flama con una longitud de 32.4 m, a partir de la cual se generaría una zona de alto riesgo con una radiación en la periferia de 25 kw/m² a una distancia máxima de afectación de 40.12 m, se generaría una radiación de 5 kw/m² a una distancia de 92.02 m y la zona de amortiguamiento definida por una radiación de 1.4 kW/m², se daría a una distancia máxima de 171.04 m a partir del punto en que se genere la flama.

Explosión.

En caso de que la fuga no encuentre de inmediato una fuente de ignición cercana, se generaría una masa de nube explosiva durante 5 minutos, que es el tiempo de respuesta estimado para la atención de la emergencia. Con base en los resultados obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 124.95 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3 psig; una distancia de 285.22 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig, suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 484.82 m a partir del punto en el que se genere la fuga.

Caso 13.

Clave de Escenario. 9A-FUGA-6IN-EM-50%

Fuga de Gas Natural en la tubería de 6" de diámetro @21 bar por ruptura del 50% del diámetro de la tubería, localizada en la Estación de Medición, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.

Incendio.

Al generarse la fuga y encontrar una fuente de ignición se produciría un incendio, que generaría una flama con una longitud de 16.2 m, a partir de la cual se generaría una zona de alto riesgo con una radiación en la periferia de 25 kW/m² a una distancia máxima de afectación de 20.76 m, se generaría una radiación de 5 kW/m² a una distancia de 47.44 m y la zona de amortiguamiento definida por una radiación de 1.4 kW/m², se daría a una distancia máxima de 88.13 m a partir del punto en que se genere la flama.

Explosión.

En caso de que la fuga no encuentre de inmediato una fuente de ignición cercana, se generaría una masa de nube explosiva durante 5 minutos, que es el tiempo de respuesta estimado para la atención de la emergencia. Con base en los resultados obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 78.71 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3 psig; una distancia de 179.69 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig, suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 305.42 m a partir del punto en el que se genere la fuga.

Caso 14.

Clave de Escenario. 9B-FUGA-6IN-EM-100%

Fuga de Gas Natural en la tubería de 6" de diámetro @21 bar por ruptura del 100% del diámetro de la tubería, localizada en la Estación de Medición, debido a un golpe con maquinaria pesada por obras en el área circundante.

Incendio.

Al generarse la fuga y encontrar una fuente de ignición se produciría un incendio, que generaría una flama con una longitud de 32.4 m, a partir de la cual se generaría una zona de alto riesgo con una radiación en la periferia de 25 kw/m² a una distancia máxima de afectación de 40.12 m, se generaría una radiación de 5 kw/m² a una distancia de 92.02 m y la zona de amortiguamiento definida por una radiación de 1.4 kW/m², se daría a una distancia máxima de 171.04 m a partir del punto en que se genere la flama.

Explosión.

En caso de que la fuga no encuentre de inmediato una fuente de ignición cercana, se generaría una masa de nube explosiva durante 5 minutos, que es el tiempo de respuesta estimado para la atención de la emergencia. Con base en los resultados obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 124.95 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3 psig; una distancia de 285.22 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig, suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 484.82 m a partir del punto en el que se genere la fuga.

En base a los resultados obtenidos, se pudo observar que el escenario más catastrófico sería la explosión de la masa de gas natural en caso de que la fuga ocurrida en la tubería de 6" @21 bar por ruptura total de la tubería, no encuentre de

inmediato una fuente de ignición cercana (Caso 11, Explosión); con base en los resultados obtenidos de la modelación de nubes explosivas, se encontró que se generaría una distancia de afectación de 124.95 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 3 psig; una distancia de 285.22 m hasta la cual alcanzaría una sobrepresión de 1 psig, suficiente para causar daños estructurales a casas habitación volviéndolas inhabitables; y una distancia máxima de 484.82 m a partir del punto en el que se genere la fuga.

SISTEMAS DE SEGURIDAD.

El sistema de seguridad de la Terminal de descarga está basado en el National Fire Protection Association, el cual es una norma sobre protección de ayuda primaria en caso de incendio, dicha norma fue preparada por el Comité Técnico en Extintores Portátiles de Incendios e implementada por la NFPA en la Reunión Técnica de la Asociación, realizada del 4 al 8 Junio de 2006, en Orlando, Florida.

La NFPA 10, Norma para Extintores Portátiles Contra Incendios sirve como guía para la selección, compra, instalación, aprobación, listado, diseño y mantenimiento de equipos portátiles de extinción de incendios.

Nada en esta norma debe interpretarse como restrictiva de nuevas tecnologías o disposiciones alternativas, siempre y cuando no se reduzca el grado de protección aquí descrito y sea aceptable para la autoridad competente.

En la Terminal de Descarga, se considera que pueden presentarse tres clases de fuego diferentes, Clase A, por sólidos combustibles, Clase B, por líquidos y gases combustibles, y Clase C, por aparatos eléctricos o componentes energizados.

En el Capítulo 5, Selección de Extintores Portátiles, apartado 5.4, la norma hace referencia a la clasificación de riesgo de incendio. Según las propiedades de la

Terminal de Descarga Puerto Morelos, la clasificación que se considera para la instalación corresponde a Riesgo Ordinario (Moderado), el cual considera que dentro de las ocupaciones (instalaciones) solo contienen ocasionalmente materiales combustibles Clase A más allá del mobiliario normal esperado y/o la cantidad total de inflamables Clase B esperados típicamente es de 1 a 5 galones (3.8 L 18.9 L) en cualquier cuarto o área.

Debido al tipo de actividad que se desarrollará en la terminal, se manejarán tantos líquidos inflamables presurizados y gases presurizados, en el numeral 5.5.1.1 la norma sugiere usar extintores de químicos secos de gran capacidad de 10 lb. (4.54 kg) o mayor y una tasa de descarga de 1lb/s (0.45 kg/s) o más para proteger en caso de incendios provocados por incendios de líquidos inflamables presurizados y gases presurizados. Sin embargo, hace una advertencia de no intentar extinguir este tipo de incendio a menos que haya seguridad razonable de la fuente de combustible se puede cerrar rápidamente.

Además, se contempla que se llevará a cabo el seguimiento de la **NOM-010-ASEA-2016** para cada una de las etapas, en cuanto a los sistemas y procedimientos de seguridad.

En cuanto a los equipos de atención a emergencias, en la Terminal de Descarga se tendrán los especificados en el siguiente inventario de equipo de emergencias:

- Extintores PQS de 9 kg
- Extintores de CO2 de 9 kg
- Señalización de No Fumar
- Señalización de Prohibido el Uso de Fuego
- Señalización de Prohibido el paso a personal no autorizado
- Señalización de Apagar el Celular

Señalización de Paro de Emergencia
Señalización de Velocidad Máxima = 10 km/h
Señalización de Precaución Alto Voltaje
Señalización de Peligro Gas Inflamable
Señalización de Uso de Equipo de Protección Personal
Señalización de Ruta de Evacuación
Señalización de Salida de Emergencia
Señalización de Botiquín
Señalización de Punto de Reunión
Botiquín
Conos de Viento
Paros de emergencia

Así mismo, cumplir con lo establecido en las normas aplicables al proyecto:

- NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural
- NOM-002-SECRE-2010, Instalaciones para el aprovechamiento de gas natural
- NOM-003-SECRE-2011, Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos
- NOM-007-SECRE-2010, Transporte de gas natural
- NOM-010-ASEA-2016 Gas Natural Comprimido (GNC). Requisitos mínimos de seguridad para Terminales de Carga y Terminales de Descarga de Módulos de almacenamiento transportables y Estaciones de Suministro de vehículos automotores.
- NOM-002-STPS-2010, Condiciones de seguridad-prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo.
- NOM-026-STPS-2008, Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías.
- NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones eléctricas (Utilización).

- NOM-022-STPS-2008, Electricidad estática en los centros de trabajo- condiciones de seguridad.
- NOM-008-SCFI-1993, Sistema general de unidades y medidas.

MEDIDAS PREVENTIVAS.

La empresa ha desarrollado una serie de procedimientos para la atención de emergencias y de procedimientos de seguridad, los cuales son descritos a continuación:

- Procedimientos de Emergencia:
 - PG-SYS-GEN-01, Plan de Respuesta a Emergencia.
Desarrollado como un plan de administración de crisis para regresar a condiciones normales y seguras de operación, evaluando el tiempo estimado para dos tipos de eventos: control de falla y reparación de falla.
 - PO-SYS-GEN-06, Activación del Plan Integral de Seguridad.
Permite al personal, tener conocimiento de cómo actuar en caso de alguna situación de emergencia, de manera oportuna y segura, con la finalidad de minimizar y corregir las condiciones que representan un riesgo para la comunidad y la operación.
 - PO-SYS-SGS-14, Procedimiento de Prevención y Combate de Incendios.
Permite al personal, tener conocimiento de cómo actuar ante una situación de emergencia de incendio, como prevenirlo de manera oportuna y segura, con la finalidad de minimizar y corregir las condiciones que representen un riesgo para el personal y sus instalaciones.
 - PO-SYS-SGS-18, Plan Integral de Seguridad.
Establece los lineamientos para identificar los riesgos asociados a un sistema de distribución y/o transporte de gas natural, incluyendo la instalación del usuario final. Así mismo, establece el plan de prevención de riesgos, así como la metodología inherente al monitoreo y control de fugas de gas natural.

- PT-SYS-SGS-08, Plan de Emergencias en Obra.
Establece las directrices que permitan dar una respuesta oportuna y adecuada ante las situaciones de emergencia que se presenten durante las actividades de construcción.

- Procedimientos de Seguridad:
 - PG-SYS-SGS-01, Identificación de Peligros, Evaluación y Control de Riesgos.
Establece la metodología para identificar, evaluar, controlar y minimizar los peligros y riesgos a los que están expuestos los trabajadores al realizar sus actividades laborales en los diferentes centros de trabajo.
 - PG-SYS-SGS-02, Investigación y Análisis de Accidentes e Incidentes.
Establece la metodología a implementar para llevar a cabo la investigación de accidentes e incidentes que ocurran en las instalaciones y/o frentes de trabajo, con el fin de reducir su ocurrencia.
 - PO-SYS-SGS-16, Procedimiento: Búsqueda, Rescate y Clasificación de Lesionados.
Proporcionar a todo el personal que desarrolle actividades en las instalaciones, conocimientos necesarios para realizar la búsqueda y rescate de lesionados, que se pudieran presentar debido a una emergencia. Así mismo, se presentarán los criterios para que en caso de que una emergencia presente múltiples lesionados, se brinde atención de manera prioritaria a quien más lo amerite.
 - PO-SYS-SGS-24, Revisión de Seguridad en la Operación.
Establece los requerimientos en materia de seguridad, previo al inicio y durante la operación del sistema de transporte o distribución de gas natural, para dar cumplimiento a las disposiciones señaladas por las diferentes dependencias, así como del sistema integral de gestión.
 - PT-SYS-SGS-09, Manejo de Sustancias Químicas Peligrosas.

Establece los lineamientos para la identificación, almacenamiento, manejo y trasvase de las sustancias químicas peligrosas utilizadas en las actividades, instalaciones y servicios de la empresa.

- PT-SYS-SGS-10, Trabajos de Alto Riesgo.

Establece los lineamientos de seguridad a considerar para ejecutar trabajos de alto riesgo de los centros de trabajo.

- PT-SYS-SGS-13, Comisión de Seguridad e Higiene.

Establece los mecanismos para la integración, funcionamiento y responsabilidades de la Comisión de Seguridad e Higiene en los diferentes centros de trabajo de la empresa.

RECOMENDACIONES TÉCNICO-OPERATIVAS.

Las recomendaciones técnico-operativas (que incluyan equipos, dispositivos, Sistemas de Seguridad y medidas preventivas) identificadas como oportunidades de mejora para reducir el Nivel de Riesgo, derivadas de la aplicación de la(s) metodología(s) para el Análisis y Evaluación de Riesgos (identificación de peligros y de Escenarios de Riesgo, jerarquización de Escenarios de Riesgo, análisis de frecuencias y consecuencias), a continuación se enlistan las principales recomendaciones derivadas:

- Dar seguimiento a los programas de mantenimiento preventivo a válvulas, reguladoras, conexiones e instrumentación.
- Dar seguimiento a los programas de mantenimiento preventivo a válvulas y todos los dispositivos de seguridad.
- Dar seguimiento a los procedimientos de respuesta a emergencia.
- Dar seguimiento a los programas de mantenimiento de tuberías y accesorios.
- Dar seguimiento al monitoreo del estado de las tuberías y programas de seguridad industrial.
- Dar seguimiento a los programas de medición de calidad del combustible.



**ANÁLISIS DE RIESGO
PARA EL SECTOR HIDROCARBUROS**
Proyecto Nuevo: "TERMINAL DE DESCARGA PUERTO MORELOS"
Promovente: GNC HIDROCARBUROS, S.A. DE C.V.

Se presenta en el **Anexo 8** el Informe técnico del presente Análisis de Riesgos.

6. LISTADO DE ANEXOS.

A continuación se enlistan los Anexos mencionados en el presente documento, así como los que sustentan la información presentada:

- Anexo 1.** Documentación legal de la empresa.
- Anexo 2.** Documentos del responsable técnico de la elaboración del estudio.
- Anexo 3.** Planos y DTI's.
- Anexo 4.** Hojas de Seguridad del Gas Natural.
- Anexo 5.** Reportes SCRI de las simulaciones de los escenarios de riesgo.
- Anexo 6.** Planos de Radios de Afectación.
- Anexo 7.** Procedimientos de emergencia y de seguridad.
- Anexo 8.** Informe Técnico del Análisis de Riesgo.