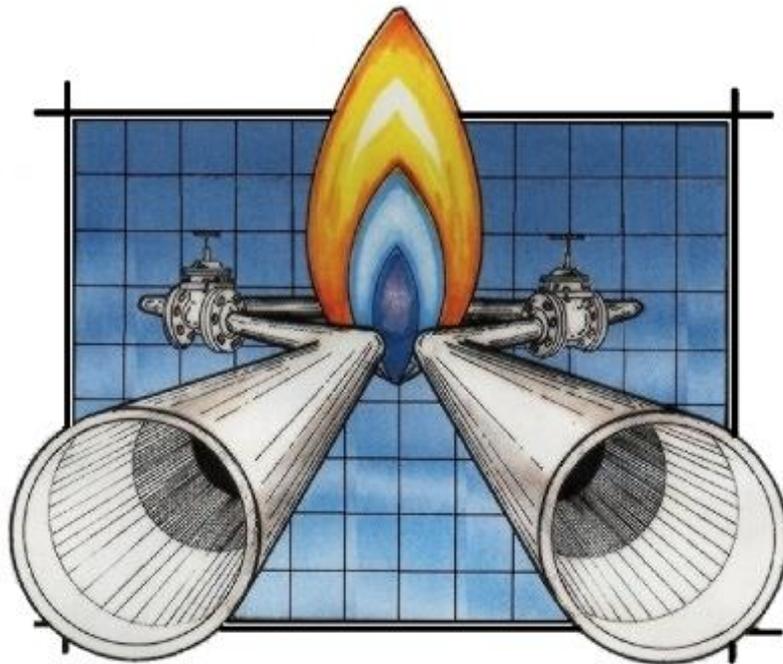


ANÁLISIS DE RIESGO SECTOR HIDROCARBUROS

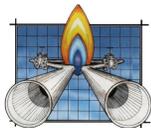
GNC HIDROCARBUROS, S.A. DE C.V.



Etapa de Diseño “Terminal de Descarga Mina Santa Elena” Banámichi, Sonora

Rev.	Fecha	Descripción	Cliente	
			Firma	Fecha
A	27-Nov-2020	Para revisión y comentarios		

Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos	SEGURIDAD	
	No. EYP-ARSH-112020-07	
Elaboró: Ingeniería Ambiental Consultores, S.A. de C.V.	Fecha: 27-Noviembre- 2020	Página: 1 de 2



A. Objetivo

La actividad de aprovechamiento de Gas Natural es considerada una de las más importantes en la cadena del Sector Hidrocarburos en virtud de contribuir a mantener la estabilidad en las reservas así como apalancar otras actividades relacionadas; por tal motivo deben llevarse a cabo procedimientos que impidan poner en riesgo la Seguridad Industrial, Operativa y la Protección al Medio Ambiente.

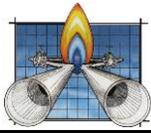
Por lo anterior, el objetivo central es la identificación de los peligros potenciales; la evaluación de los riesgos asociados a factores externos, fallas en los sistemas de control, sistemas mecánicos, factores humanos y fallas en los sistemas de administración en la operación de la Terminal de Descarga (TD). Lo anterior con el fin de estimar la magnitud de los daños y/o efectos sobre los receptores de riesgo e implementar las medidas de prevención, control y/o mitigación efectivas para la protección de las personas, el medio ambiente y las instalaciones del Sector Hidrocarburos.

B. Alcance

El presente Análisis de Riesgos contempla el diseño ejecutivo para la construcción, instalación y operación de la Terminal de Descarga, propiedad de GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V., la cual será utilizada para descomprimir el Gas Natural Comprimido y almacenado en los tanques del contenedor móvil (camiones/tráileres), mismos que llegaran directamente a la Terminal de Descarga. La cual está conformada por un Sistema de Reducción de Presión (PRS) que reducirá la presión del gas natural, siendo conducido hasta la Estación de Medición (EM) para su inventario y posteriormente entregar el combustible al cliente.

Para los alcances descritos, se desarrollan las siguientes actividades:

- Recopilación, verificación, análisis y procesamiento de información, lo que incluye la revisión de la información proporcionada por el cliente y, en caso necesario, las modificaciones y/o actualizaciones correspondientes.
- Análisis preliminar de peligros utilizando la metodología de Lista de Verificación.
- Identificación de los peligros y evaluación de riesgos (análisis cualitativo) utilizando la metodología HazOp.
- Jerarquización de los riesgos identificados de acuerdo con los criterios establecidos en las matrices de riesgos.
- Diferenciación por importancia de los factores que contribuyen a los riesgos identificados.
- Estimación de la frecuencia cuantitativa de los escenarios de accidentes postulados en zonas de riesgo Serio (B) y Alto (A) del análisis cualitativo de riesgos, utilizando la metodología de árboles de fallos (Análisis Cuantitativo).
- Fundamentación de escenarios de accidentes y evaluación de sus consecuencias con el software PHAST Versión 6.7.
- Priorización de las mejoras propuestas y medidas de control de acuerdo con la importancia de los riesgos que previenen o mitigan los Riesgos.
- Elaboración del reporte que integre la información resultante de los puntos anteriores y los documentos recopilados.



Índice

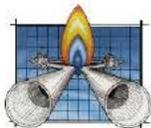
I. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.....	2
I.1. Criterios y Normas Consideradas en las Bases de Diseño del Proyecto.....	3
I.2. Proyecto.....	5
I.2.1 Características de Equipos Principales y Auxiliares.....	5

Tablas

Tabla 1. Coordenadas UTM de localización del Proyecto.....	3
Tabla 2. Características de equipos principales y auxiliares del Proyecto.....	6
Tabla 3. Sistema de tuberías de la Terminal de Descarga.....	9

Figuras

Figura 1. Localización del Proyecto.....	2
Figura 2. Plano de Arreglo General de la Terminal de Descarga.....	6
Figura 3. Ubicación de la Señalética contemplada en la Terminal de Descarga.....	12
Figura 4. Señalética contemplada en la Terminal de Descarga.....	12

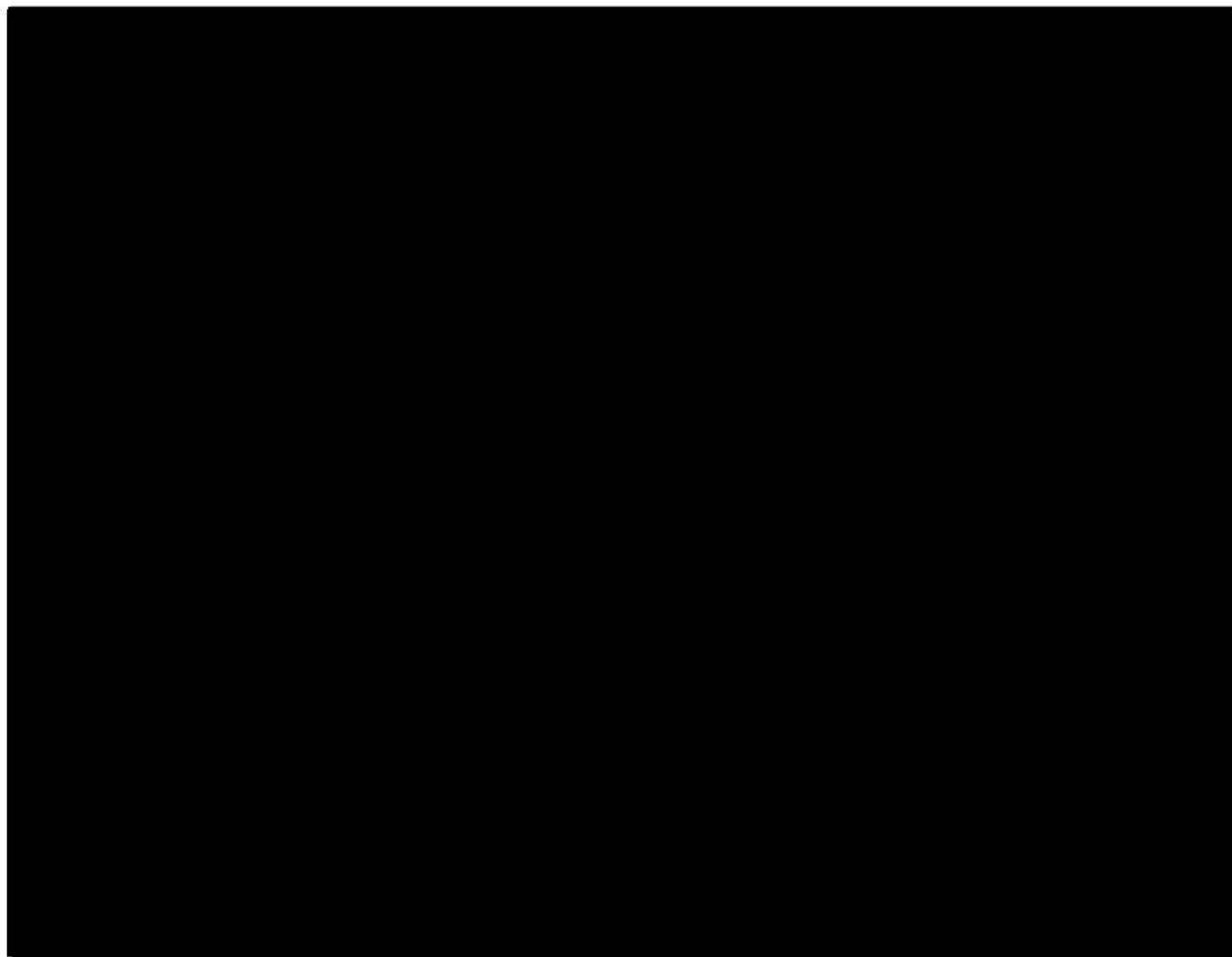


I. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.

El presente proyecto consiste en el diseño ejecutivo para la construcción, instalación y operación de la Terminal de Descarga Mina Santa Elena (**PROYECTO**), propiedad de GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V., será utilizada para descomprimir el Gas Natural Comprimido (GNC) y almacenado en los tanques del contenedor móvil (camiones/tráileres), con el fin de suministrar Gas Natural para uso de la Planta (Mina). La Terminal de Descarga está localizada en la [REDACTED] (Ver Figura 1).

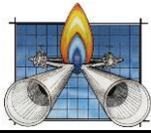
DOMICILIO DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

Proyecto contempla iniciar operaciones en el mes de Septiembre de 2022.



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

La Terminal de Descarga tendrá la capacidad de recibir el Gas Natural Comprimido a través de los Transportes viales con tanques Contenedores de GNC, los cuales son llenados con Gas Natural en la Estación Madre. Los tanques son descargados (Alta presión de aproximadamente 253 kg/cm² (3600 Psi)) a través de mangueras especiales que alimentan al equipo de descompresión de la Terminal de Descarga (Estación Hija). El equipo de descompresión reduce la Presión y Alto flujo a través de válvulas reguladoras hasta 4.08 kg/cm² (58.01 Psi), permitiendo a la vez que el flujo no sea afectado.



Una vez que la presión es reducida y 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.

La instalación de la Terminal de Descarga ocupará una superficie de 517.44 m², distribuida de la siguiente manera:

- Área de Equipos: 28.60 m²
- Área de Estación de Medición: 3.92 m²
- Área de descarga: 349.60 m²
- Área de servicios: 41.38 m²
- Área de circulación peatonal: 93.94 m²
- Área Total de la ED: 517.44 m²

Cabe señalar que, el proyecto se desarrollará en una (1) etapa, la cual contará con un (1) sistema de reducción de presión (PRS) que cuenta con una resistencia eléctrica para controlar la temperatura del gas descomprimido.

El diseño, construcción y operación del Proyecto está basada en la **NOM-010-ASEA-2016**.

En la **Tabla 1** se indican las coordenadas de localización de los vértices que comprenden el polígono donde se instalarán los equipos principales y auxiliares de la Terminal de Descarga:

Tabla 1. Coordenadas UTM de localización del Proyecto.

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

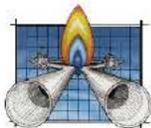
I.1. Criterios y Normas Consideradas en las Bases de Diseño del Proyecto.

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 Mina Santa Elena y la ubicación acordada de los puntos de conexión. Mina Santa Elena 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.

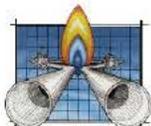
Los ductos de gas en baja presión que se utilizará en el tendido de la línea de la interconexión del Equipo de Descompresión y la EM son en Acero al carbón, Cedula 40, API 5L GRADO B, la cual es fabricada bajo las Normas Oficiales Mexicanas, NOM-B-10-1986 y NOM-B-177-1990, sin costura laminada en caliente, superficie barnizada, con extremos biselados de 4" de diámetro como cabezal principal.

Todos los equipos, sistemas, instalaciones y obras complementarias que integran la Terminal se diseñaron bajo la siguiente normatividad:

Normas Nacionales.

• Normas Oficiales Mexicanas	
NOM-001-SECRE-2010	Especificaciones del gas natural
NOM-002-SECRE-2010	Instalaciones para el aprovechamiento de gas natural
NOM-003-ASEA-2016	Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos
NOM-007-ASEA-2016	Transporte de gas natural
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-022-STPS-2008	Electricidad estática en los centros de trabajo – condiciones de seguridad.
NOM-026-STPS-2008	Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías.
NOM-008-SCFI-1993	Sistema general de unidades y medidas.

• Normas Mexicanas	
NMX-B-010-1986	Industria siderúrgica tubos de acero al carbono sin costura o soldados, negros o galvanizados por inmersión en caliente para usos comunes.
NMX-B-177-1990	Tubos de acero al carbón con o sin costura, negros y galvanizados por inmersión en caliente.



Códigos, estándares y especificaciones internacionales.

• ASME - American Society of Mechanical Engineers	
ASME B 31.8	Gas transmission and distribution piping systems
• API – American Petroleum Institute	
API 5L-2000	Specification for line pipe.

Ver Anexo 2, inciso K. Bases de Diseño.

I.2. Proyecto.

I.2.1 Características de Equipos Principales y Auxiliares.

El alcance de las instalaciones del Proyecto, comprende las siguientes áreas, sistemas y equipos (Ver Figura 2):

Áreas:

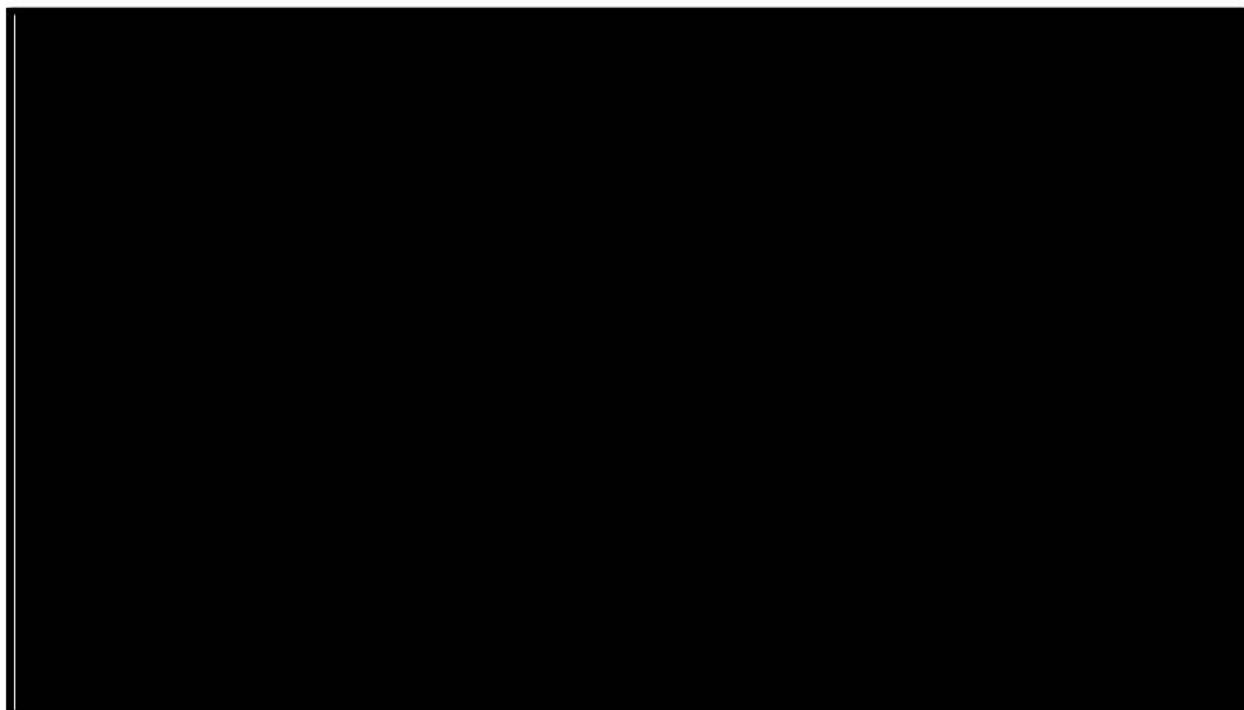
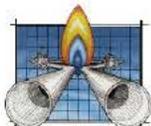
- Área de Panel de Decantación (Decanting Post)
- Área de Descompresión
- Área de Servicios Propios (Área de Tableros).
- Área de Patio de Maniobras.

Sistemas:

- Sistema de Tubería de Gas Natural en Alta Presión.
- Sistema de Tubería de Gas Natural en Baja Presión.
- Sistema Reductor de Presión (PRS o 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 Decantación
- 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.



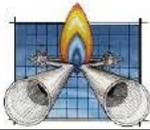
UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

Para mayor detalle, Ver Anexo 2, a. Plano de Arreglo General y Ubicación.

A continuación, se presentan las características de los equipos principales y auxiliares que se utilizarán en el proceso, donde se especifica la clave de identificación, dimensiones, condiciones de operación, sistemas de control y seguridad de procesos, entre otros (Ver Tabla 2).

Tabla 2. Características de equipos principales y auxiliares del Proyecto.

Descripción		Equipo de Descompresión	Equipo de Calentamiento	Estación de Medición
TAG		PRS-500	HCM	EM
Año de fabricación*		Nuevo	Nuevo	Nuevo
Capacidad		2,000 Sm ³ /h	25.00 Sm ³ /h	2,000 Sm ³ /h
Dimensión		2.5 X 2.0 m	2.0 X 1.5 m	---
Código de diseño		---	---	---
Materiales de construcción		Acero al Carbón	Acero al Carbón	Acero al Carbón
Presión de Operación kg/cm²	Mínima	30 bar		4 bar
	Normal	250 bar	1 bar	---
	Máxima	---	2 bar	---
Presión de Diseño kg/cm²	Mínima	15 bar		---
	Normal	---		---
	Máxima	310 bar		3.92 bar
Temperatura de Operación °C	Mínima	-15		-15
	Normal	---	20	---
	Máxima	40		25
Temperatura de Diseño °C	Mínima	10		20
	Normal	---		---
	Máxima	30		25



Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Sistema de paro de Emergencia (ESD) Indicadores y Transmisores de Presión (PI y PT) Indicadores y Transmisores de temperatura (IT y TT) Válvulas de seguridad de presión (PSV) Sistema de Venteo Válvulas controladoras de presión (PCV) Alarma audible	Sistema de paro de Emergencia (ESD) Indicadores de temperatura (IT)	Indicadores de Presión (PI). Transmisores de temperatura (IT y TT).
Ubicación	Área de Equipos	Área de Equipos	Área de la Estación de Medición

Características y diseño.

El equipo de Descompresión (PRM / PRS) contará con su propio PLC (Dispositivo Lógico Programable), el PLC se encargará de iniciar y parar el PRM /PRS, monitoreando continuamente las condiciones de operación, estado y alarmas asociadas.

La unidad PRS tendrá un sistema de paro de emergencia (ESD Emergency shut down) que incorporará pulsadores tipo “hongo” ubicados en sitios claves. El sistema apagará automáticamente de forma segura y aislando el PRS de la entrada de gas.

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 Mexicanas, NMX-B-10-1986 y NMX-B-177-1990, sin costura laminada en caliente, superficie barnizada, con extremos biselados y con el espesor indicado en el cálculo de tuberías.

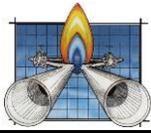
La velocidad del flujo del Gas Natural no excede los 25 m/s.

La tubería y/o tubo flexible en equipos dinámicos se instalarán de forma más directa, 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.

En la recepción de gas natural, este llegará en remolques de GNC al Equipo de Descompresión, por medio de una manguera especial la cual se conecta con una tubería de acero Inoxidable sin costura, también conocida como “seamless”, el cual es un tubo de acero



inoxidable extraído que no tiene cordón de soldadura en su interior y se fabrica generalmente en tipo 316 o 316L, bajo en carbón.

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.

El equipo de Descompresión de GNC reducirá la presión del gas y lo dirigirá a la Estación de Medición, la cual realizará la medición del gas que será entregado al cliente a una presión de 4.08 kg/cm² (58.01 Psi).

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

Se usarán bridas o conexiones de Ac. Inoxidable en líneas de alta presión, 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 (indicadores de presión) en los puntos siguientes:

- Estación de Medición
- Equipo de Descompresión

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.

Ver Anexo 2, b. Planos de Equipos.

Es importante aclarar que la Terminal de Descarga no contará con un Área de Almacenamiento como tal, debido a que las áreas de la ED- están diseñadas para la descompresión del Gas Natural Comprimido que se recibe de los tanques de almacenamiento del contenedor móvil (camión), dichos tanques cuentan con una capacidad total de 11,000 m³ (equivalencia aproximada a 6,710 kg de Gas Natural) y con una presión de almacenamiento de 3,600 Psi. El equipo de descompresión (PRS) tiene una capacidad de 2000 Sm³/h.

Por lo anterior, y derivado a que el proceso de descompresión incluye solo un sistema de descompresión, no está considerado el almacenamiento del producto, por lo que no se requieren recipientes y/o envases de almacenamiento.

Así mismo, en la **Tabla 3**, se muestra el sistema de tuberías que conforman las áreas de la Terminal de Descarga, así como la cantidad de gas natural (en kilogramos) almacenado en cada línea.

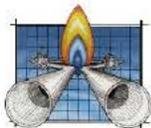


Tabla 3. Sistema de tuberías de la Terminal de Descarga.

ID	Líneas de conducción y/o almacenamiento de GN.	Etiqueta	Longitud de la línea (m)	Diámetro nominal (Pig)	Presión máxima de Trabajo (kg/cm ²)	Velocidad del flujo (m/s)	Cantidad de gas (kg)
1	Gasoducto de descarga a equipo de descompresión	1.5"-GN-102#-AC2-CED40-500 Sm ³ /h	2	1.50	253.11	3.25	3.21
2	Gasoducto de descarga de descompresor a estación de medición	4"-GNC-AC-CED40STD-2,000 Sm ³ /h	9	4.00	4.08	18.90	144.63
Total							147.84

Para mayor detalle, Ver Anexo 4, a. Gas Empacado

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:

- 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.

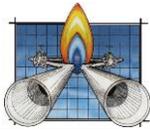
Las válvulas, empaques de válvulas y material de empaque serán los adecuados para soportar gas natural a las presiones y temperaturas a las cuales estarán sujetas bajo condiciones de operación. Las válvulas supresoras de flujo accionarán a una presión menor que la que soporta la tubería en la que se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

Soldadura.

La Calificación de los Soldadores para tuberías en Estaciones, de acuerdo con lo establecido en el código ASME B31.8: "Sistemas de Tubería para Transporte y Distribución de Gas", deben realizarse bajo los requerimientos de ensayos mecánicos destructivos indicados en la NORM-API-1104.

Obras Civiles.

Área de Plataforma de Descarga de Remolques. Se conformará con una estructura de terracerías y un acabado de pavimento asfáltico con espesor adecuado según el diseño de la mezcla asfáltica, quedando a un nivel de 20 cm como mínimo por arriba de la vialidad Principal.



Los caminos deben tener un ancho mínimo de 6 m y el trazado y radio de las curvas deben permitir la maniobra adecuada de remolques.

Área de Equipo de Descompresión. El equipo descansará sobre una base de concreto reforzado y estará 0.20 m arriba del nivel de piso ya existente.

El área cuenta con extintor contra incendios, diversos letreros y señalamientos de seguridad y postes de protección, los cuales estarán diseñados como a continuación se describe:

Deben estar espaciados no más de 1.00 m entre caras interiores, enterrados verticalmente no menos de 0.90 m bajo NPT, con altura mínima de 0.90 m sobre NPT. Deben ser de cualquiera de los siguientes materiales:

- Concreto armado: De al menos 0.20 m de diámetro;
- Tubería de acero al carbono: Cédula 80, de al menos 102.00 mm de diámetro nominal
- Tubería de acero al carbono: Cédula 40, de al menos 102.00 mm de diámetro nominal, rellena con concreto.

Las protecciones antes señaladas deben marcarse con franjas diagonales alternas amarillas y negras, y estar ubicadas a cuando menos 1.00 m del sistema expuesto a impacto vehicular.

Área de Cuarto Eléctrico y Control, Baño, Almacén de Refacciones y Taller.

En el proyecto “Mina Santa Elena” será utilizada una caseta móvil, la cual será instalada sobre una plancha de concreto quedando 15 cm como mínimo por arriba del nivel de piso.

Área de Acometida de Gas o de Estación de Medición (EM). La Estación de Medición estará descansada sobre una base de concreto reforzado con dimensiones y resistencia apropiada para soportar las cargas a las que refiere, quedando a un nivel de 10 cm por arriba del nivel de piso.

Área de Patio de Maniobras. Se conformará con una estructura de terracerías y un acabado de pavimento asfáltico con espesor adecuado según el diseño de la mezcla asfáltica, quedando a un nivel de 20 cm como mínimo por arriba de la vialidad municipal.

Previo a la cimentación de las edificaciones se realizará un estudio de mecánica de suelos como ya se ha mencionado en el cual se determinará el extracto de suelo más apropiado para el desplante y construcción de las diferentes áreas.

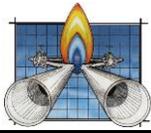
El terreno que ocupará la terminal de descarga, se tendrá delimitado por una malla perimetral con una altura mínima de 2.00 m cumpliendo con una **NOM-010-ASEA**, esto con la finalidad de restringir el acceso a personas ajenas a la terminal.

La tubería de gas se llevará por medio de soportes a nivel de piso terminado.

Ver Anexo 2, e. Planos Civiles de Cimentaciones.

Obras eléctricas.

El equipo de Descompresión, requiere de energía eléctrica, para lo cual se contempla que el usuario final instale una acometida eléctrica de servicio continuo, a 440V, 3F, 3H +T, 60 Hz. Esta acometida quedará cerca del equipo integrado de descompresión, fuera de los límites de áreas clasificadas que genera el propio equipo, es decir a 4.6 m de distancia, para que de ahí



se realice una instalación convencional hasta el punto de conexión sobre el equipo, la cual alimenta eléctricamente al Módulo de Control de Temperatura (HCM), quien realiza la distribución de energía de fuerza y control para la operación del sistema de descompresión.

Algunos equipos del sistema de descompresión pueden generar atmósferas explosivas que se representan acorde a la sección cinco de la **NOM-001-SEDE-2012**. Las instalaciones eléctricas están diseñadas para cumplir los requerimientos de seguridad, para su instalación en áreas clasificadas de acuerdo con lo indicado en las Normas.

Como el equipo de descompresión debe estar conectado a tierra física, se instalará una malla simple para unificar y poder aterrizar los equipos por medio de una varilla cooperweld, la cual deberá considerar en su instalación final el usuario del equipo.

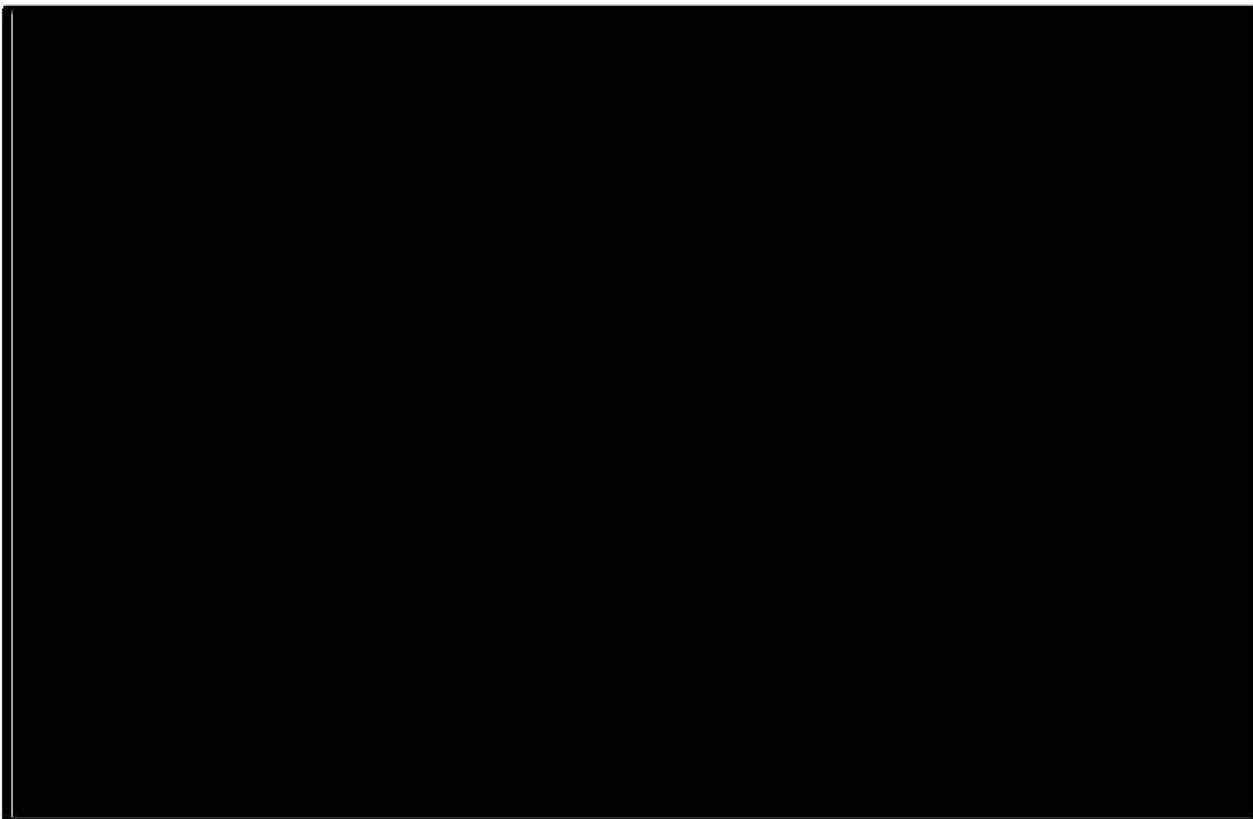
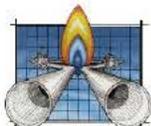
Las instalaciones eléctricas están diseñadas para cumplir los requerimientos de seguridad, para su instalación en áreas clasificadas de acuerdo con lo indicado en las Normas.

**Ver Anexo 2, i. Planos del Sistema de Pararrayos y
j. Planos del Sistema de Tierras Físicas.**

Sistema Contra Incendio.

De acuerdo a la Ingeniería de Diseño, en la Terminal de Descarga se instalarán 4 extintores; 3 de Polvo Químico Seco de 9 kg, distribuidos en las áreas contempladas para la Descompresión de Gas Natural, Área de Medición y servicios auxiliares, y 1 extintor de CO₂ de 9 kg para el área del tablero eléctrico.

Las áreas citadas y a contemplarse para la colocación de los extintores y señalética, se encuentran indicadas en la **Figura 3**.



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

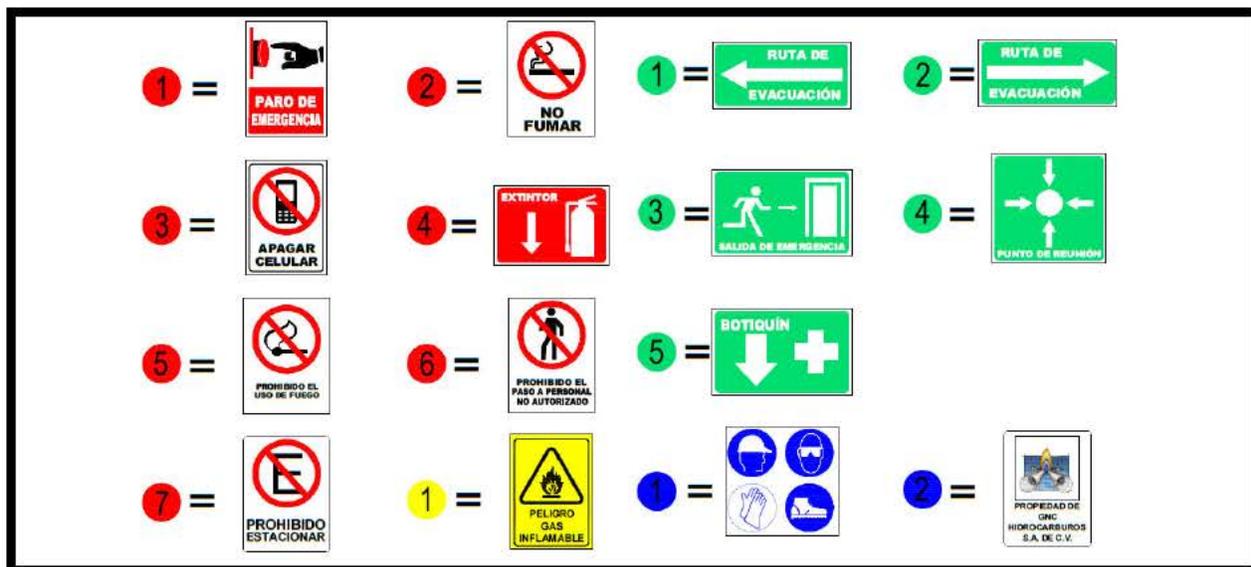
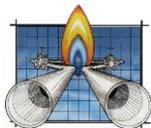


Figura 4. Señalética contemplada en la Terminal de Descarga.

Para mayor detalle, Ver Anexo 2, h. Plano de ubicación de Extintores y Señalética.



Índice

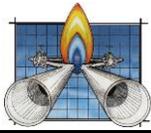
II. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.....	2
II.1. Descripción detallada del Proceso.....	2
II.1.1. Diagrama de Flujo del Proceso.....	4
II.1.2. Propiedades de las Sustancia involucrada.....	5
II.1.3. Condiciones de Operación.....	6

Tablas

Tabla 1. Balance de Materia de la Terminal de Descarga	5
Tabla 2. Condiciones de Operación y características de las líneas de proceso y servicios auxiliares.....	6
Tabla 3. Resumen de la sustancia involucrada.	6

Figura

Figura 1. Diagrama de Flujo de Proceso del Proyecto.....	4
--	---



II. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.

El presente proyecto consiste en el diseño ejecutivo para la construcción, instalación y operación de la Terminal de Descarga Mina Santa Elena (**PROYECTO**), propiedad de GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V., será utilizada para descomprimir el Gas Natural Comprimido (GNC) y almacenado en los tanques del contenedor móvil (camiones / tráileres), con el fin de suministrar Gas Natural para uso Industrial.

La Terminal de Descarga tendrá la capacidad de recibir el Gas Natural Comprimido a través de los Transportes viales con tanques Contenedores de GNC, los cuales son llenados con Gas Natural en la Estación de Compresión (Estación Madre).

II.1. Descripción detallada del Proceso.

Recepción de Gas Natural Comprimido.

La Terminal de Descarga inicia su operación con la recepción de los remolques que cuentan con una capacidad de 11,000 m³ y con una presión de almacenamiento de 3,600 Psi.

- El Gas Natural es entregado por medio de transportes viales con Tanques Contenedores de GNC, los cuales fueron llenados con GNC en la Estación de Compresión / Estación Madre, la cual puede abastecer a una o varias Terminales de Descarga / Estación Hija, estas pueden estar localizadas en diferentes lugares y distancias. Estos contenedores contienen tanques conectados en paralelo, cada tanque cuenta con su válvula de aislamiento y válvula de seguridad. Estos tanques están unidos con una tubería común que termina 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.

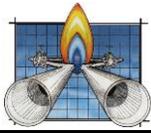
La Terminal de Descarga trabaja en forma continua, para realizar la operación de descarga de los remolques, se conectan a las mangueras de conexión de la unidad PRS-2000 (PRM), el cual consiste en un conjunto de elementos los cuales se encargan de realizar la descarga que va desde los tanques de los módulos a la línea de entrada de la PRM.

Los tanques serán vaciados a través del panel de decantación de descarga en la Terminal de Descarga, a través de una tubería el gas es enviado a alta presión de aproximadamente 253 kg/cm² (3600 Psi), a la unidad PRM. En la PRM a través de válvulas reguladoras se reduce la presión del gas hasta 4.8 kg/cm² (58.01 Psi), permitiendo a la vez que el flujo no sea afectado.

Descompresión de Gas Natural.

Para que el GNC logre llegar a la PRS, tiene que seguir la secuencia descrita a continuación:

- El módulo con GNC es conectado al panel de decantación a 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 decantación.
- 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. El panel de decantación 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.

- El gas natural comprimido que fluye hacia el equipo de descompresión es manejado a través de una tubería de 1 ½" Ø Ced. XXS.
- El equipo de descompresión tiene una capacidad de 2,000 Sm³/h y cuenta con sensores para monitorear la presión y temperatura en cada etapa de la descompresión.
- En el equipo de descompresión a través de válvulas reguladoras reduce la presión del Gas Natural Comprimido hasta 4.08 kg/cm² (58.01 Psi), permitiendo a la vez que el flujo no sea afectado.

Acondicionamiento (elevación de temperatura) del GN.

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.

Este enfriamiento en el gas natural es detectado por los sensores de temperatura, los cuales mandan una señal al panel de control para aumentar la temperatura en el calentador y con ello aumentar la transferencia de calor.

Al momento que el panel de control recibe la señal para aumentar la temperatura en el calentador, instantáneamente el gas natural comienza a aumentar la temperatura hasta llegar a una temperatura de 20° C.

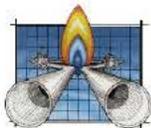
Todos los parámetros que se miden son enviados al cuarto de control para verificar el correcto funcionamiento del equipo.

Recepción, medición y acondicionamiento del Gas Natural para la entrega al cliente.

Después de pasar por el equipo de descompresión el gas natural es conducido por una tubería de 4" Ø Ced. 40, a la Estación de Medición (ubicada en las coordenadas geográficas 30° 1'18.80"N y 110° 9'45.02"O) la cual cuenta con un medidor de turbina Actaris Itrón Modelo G-400 de 4" de Ø bridado RF en ANSI 150, además de dos indicadores de presión y un transductor de temperatura.

- El volumen de gas consumido o suministrado a cada Terminal de Descarga se deberá medir a través de la turbina instalada en la salida del PRM, y la suma de todas las turbinas indicará el volumen consumido si es que se cuenta con varias empresas consumidoras.

La entrega de gas natural al cliente es a una presión de 4.08 kg/cm² (58.01 Psi).



Sistemas y equipos de seguridad operativa.

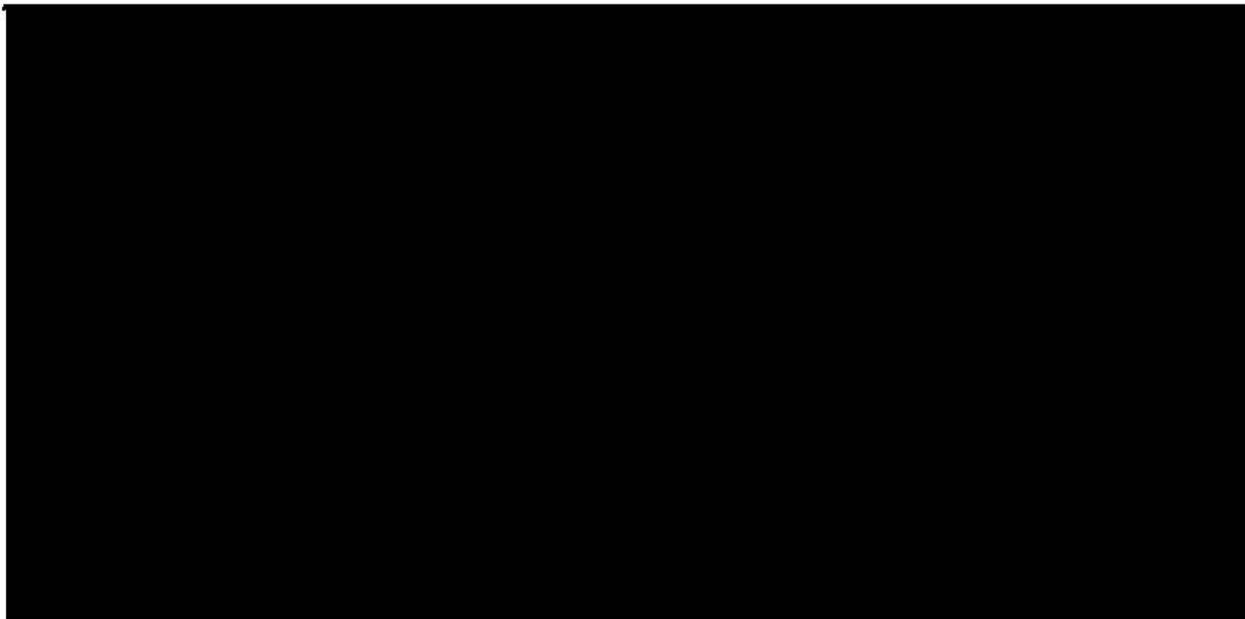
Uno de los puntos más importantes que no se deben olvidar en este tipo de Terminales, es la seguridad, la cual ha sido considerada para que el personal operario tenga acceso a esta de manera inmediata. Es decir, existen botones de paro de emergencia en equipo de descompresión, oficinas y otros puntos, los cuales, al ser activados, des-energizan totalmente los sistemas de descompresión, cierran válvulas de succión y descarga. Seguido de lo anterior la activación de una alarma audible y sonora indica situación anormal de operación. Requiriendo para su reinicio de operación el reconocimiento de la alarma y la corrección del evento que origino el paro de los equipos.

Los sistemas electrónicos de los equipos de descompresión requieren de una gran cantidad de elementos eléctricos y electrónicos de control, tales como sensores, transductores de presión y temperatura, indicadores de presión, temperatura y nivel, válvulas con actuadores neumáticos, etc. Dispositivos con los que se monitorea permanentemente los parámetros y condiciones de los equipos y de igual manera condiciones para provocar un paro de emergencia como puede ser detección de una concentración de mezcla de gas explosiva en el ambiente, altas presiones de descarga, etc., lo que significa que el sistema es inteligente y seguro.

Ver anexo 4, b. Filosofía de Operación y c. Descripción General.

II.1.1. Diagrama de Flujo del Proceso.

En la **Figura 1** se muestra el Diagrama de Flujo de Proceso de Recepción – Descompresión - Medición y Entrega de Gas Natural de la Terminal de Descarga Mina Santa Elena. **Ver Anexo 2, c. Diagrama de Flujo de Proceso.**



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

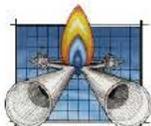


Tabla 1. Balance de Materia de la Terminal de Descarga.

N. de Corriente		1	2	3	4	5	6
Descripción	Unidades	Gas natural alta presión	Gas natural Descomprimido	Agua caliente de HCM	Agua fría de HCM	Gas Natural descomprimido a HCM	Agua de servicios
		continuo	continuo	intermitente	intermitente	intermitente	intermitente
Flujo	Sm ³ /h	2,000.00	2,000.00	15.57	15.57	25.00	1.50
Flujo	Spies ³ /min	1,177.16	1,177.16	9.16	9.16	14.71	0.88
Humedad	%	0.00	0.00	100.00	100.00	0.00	100.00
Temperatura	(°C)	-15 a 40	-15 a 25	40.00	25.00	-15 a 25	25.00
Densidad	Kg/m ³	0.65 a 0.79	0.68 a 0.79	1.00	1.00	0.69 a 0.80	1.00
Presión de operación	BAR	248.21 a 30	4.00	2.00	1.00	2 a 15	1.00

II.1.2. Propiedades de las Sustancia involucrada.

La sustancia química peligrosa involucrada en la etapa de operación del proyecto, es el Gas Natural¹, este se encuentra en el Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas (LAAR). A continuación, se describen los componentes y propiedades Físico-Químicas de estos combustibles:

Nombre común: Gas Natural.

Numero CAS: 8006-14-2

Familia química: Hidrocarburos del petróleo

Peso molecular: 16,042 kg/mol

Estado físico, color y olor: Gas incoloro, inodoro e insípido.

Punto de fusión / punto de congelación: -182 °C

Punto de ebullición o punto de ebullición inicial e intervalo de ebullición: - 165.5°C.

Inflamabilidad: Extremadamente inflamable.

Punto de inflamación: -222°C

Temperatura de ignición espontánea: 525.22°C

Límites de Explosividad: Inferior 4.5 % - Superior 14.5 %

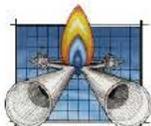
Densidad o densidad relativa: 0.5540 (Agua = 1) @ 0°/4°C

Densidad relativa de vapor: 0.61 @ 15,5°C (más ligero que el aire)

El gas natural es incoloro, inodoro, insípido, sin forma particular y más ligero que el aire. Se presenta en su forma gaseosa por debajo de los -160°C. Por razones de seguridad, se le añade mercaptano, un agente químico que le da un olor a huevo podrido (H₂S), con el propósito de detectar fugas de esta sustancia.

Es una mezcla de hidrocarburos ligeros, compuesto principalmente de metano, etano, propano, butanos y pentanos; además de lo anterior, cuenta con otros componentes tales como el CO₂, el helio, el sulfuro de hidrógeno y el nitrógeno, su composición nunca es constante, sin

¹ Listado de Actividades Altamente Riesgosas (LAAR), Cantidad de Reporte a partir de 500 kg.



embargo, se puede decir que su componente principal es el metano (mínimo 90%). Posee una estructura de hidrocarburo simple, compuesto por un átomo de carbono y cuatro de hidrógeno (CH₄). Cabe mencionar, que el metano es altamente inflamable, se quema fácilmente y emite muy poca contaminación. Por lo anterior, el Gas Natural no es ni corrosivo ni tóxico, su temperatura de combustión es elevada y posee un estrecho intervalo de inflamabilidad, lo que hace de él un combustible fósil seguro en comparación con otras fuentes de energía; es más ligero que el aire y a pesar de sus altos niveles de inflamabilidad y explosividad las fugas o emisiones se disipan rápidamente en las capas superiores de la atmósfera, dificultando la formación de mezclas explosivas en el aire. Esta característica permite su preferencia y explica su uso cada vez más generalizado en instalaciones domésticas e industriales y como carburante en motores de combustión interna. Además, presenta ventajas ecológicas, ya que al quemarse produce bajos índices de contaminación, en comparación con otros combustibles.

Así mismo, el gas natural es un asfixiante simple que no tiene propiedades peligrosas inherentes, ni presenta efectos tóxicos específicos, pero que actúa como excluyente del oxígeno para los pulmones. El efecto de los gases asfixiantes simples es proporcional al grado en que disminuye el oxígeno en el aire que se respira; por lo que en altas concentraciones puede producir asfixia.

Ver Hoja de Datos de Seguridad del GN en Anexo 3, a. HDS Gas Natural.

II.1.3. Condiciones de Operación.

Las condiciones de operación en el punto de Recepción - Descompresión - Medición de Gas Natural de la Terminal de Descarga son las siguientes:

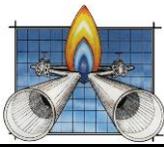
Tabla 2. Condiciones de Operación y características de las líneas de proceso y servicios auxiliares.

Instalación	Tubería		Condiciones de operación	
	Diámetro	Material	Presión	Temperatura
Panel de Decantación a Equipo de Descompresión	1 ½" Ø	Acero al Carbón	248.21 Bar	-15
PRM a EM	4" Ø	Acero al Carbón	4.00 Bar	25 °C
EM a ducto (cliente)	4" Ø	Acero al Carbón	4.00 Bar	25 °C

Todo lo anterior se resume en la **Tabla 3** a continuación:

Tabla 3. Resumen de la sustancia involucrada.

Nombre químico de la sustancia (IUPAC)	No. CAS	Riesgo químico					Flujo máximo	Concentración	Presiones de operación	Cantidad de reporte en los LAAR.
		C	R	E	T	I				
Gas Natural (metano)	8006-14-2			X		X	2,000.00 Sm ³ /h (1,117.16 Spies ³ /min)	100%	248.21 a 4.00 Bar	500 kg



Índice

III. DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO.....	3
III.1. Aspectos Abióticos.	4
III.1.1. Clima.....	4
III.1.2. Geología.	7
III.1.3. Geomorfología.	8
III.1.4. Suelo.....	9
III.2. Factores Bióticos.	12
III.2.1. Flora.....	12
III.2.2. Fauna.....	13
III.3. Susceptibilidad del Sitio del Proyecto.	14
III.3.1. Terremotos (sismicidad).....	15
III.3.2. Desprendimientos y Deslizamiento de Masas Rocosas	17
III.3.3. Hundimientos.	18
III.3.4. Inundaciones.....	18
III.3.5. Huracanes (Ciclones, depresiones tropicales).	19
III.4. Zonas Vulnerables de Población.	21
III.5. Componentes Ambientales.....	21
III.6. Infraestructura vial e industrial.....	21
III.7. Uso de suelo.	23

Tablas

Tabla 1. Coordenadas de ubicación del Proyecto.	3
Tabla 2. Normales climatológicas históricas (1951-2010).....	6
Tabla 3. Proximidades con Infraestructura Industrial para un radio de 500 metros.	22
Tabla 4. Tabla de uso de suelo para un radio de 500 m.....	23

Figuras

Figura 1. Ubicación del Proyecto.	4
Figura 2. Clima presente en el Sitio del Proyecto.....	5
Figura 3. Características Litológicas en el Sitio del Proyecto.	8

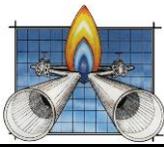
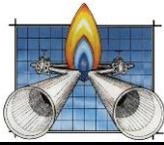


Figura 4. Relieve (Curvas de Nivel y Sistema de Topoformas) presente en el Sitio del Proyecto.....	9
Figura 5. Edafología presente en el Sitio del Proyecto.....	12
Figura 6. Incidencia del Proyecto en la Zonas Sísmicas de la República Mexicana (CFE - 2015).....	17
Figura 7. Incidencia del Proyecto en la Zonas Inundables.	19
Figura 8. Infraestructura de la Mina para el sitio del Proyecto en un radio de 500 m.....	22
Figura 9. Aptitud del Uso Territorial en el Sitio del Proyecto.....	24
Figura 10. Uso de Suelo presente en el Sitio del Proyecto.....	25



III. DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO.

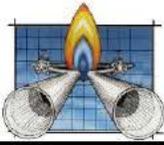
El presente proyecto promovido por GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V., corresponde a la construcción de la Terminal de Descarga (TD) - Mina Santa Elena (PROYECTO), la cual será utilizada para descomprimir el Gas Natural Comprimido (GNC) y almacenado en los tanques del contenedor móvil (camiones/tráileres), con el fin de suministrar Gas Natural para uso de la Planta (Mina).

La Terminal de Descarga, ocupara una superficie de 517.440 m², ubicada en [REDACTED], en las siguientes coordenadas:

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

Tabla 1. Coordenadas de ubicación del Proyecto.

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



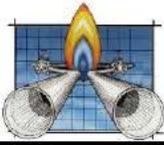
UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

III.1. Aspectos Abióticos.

A continuación, se describirán los aspectos abióticos correspondientes al sitio donde se realizará el proyecto, considerando un radio de 500 metros a partir de los límites de la terminal, tal como se establece en el numeral 5.3.1 de la Guía de la ASEA para la elaboración del Análisis de Riesgos para el Sector de Hidrocarburos.

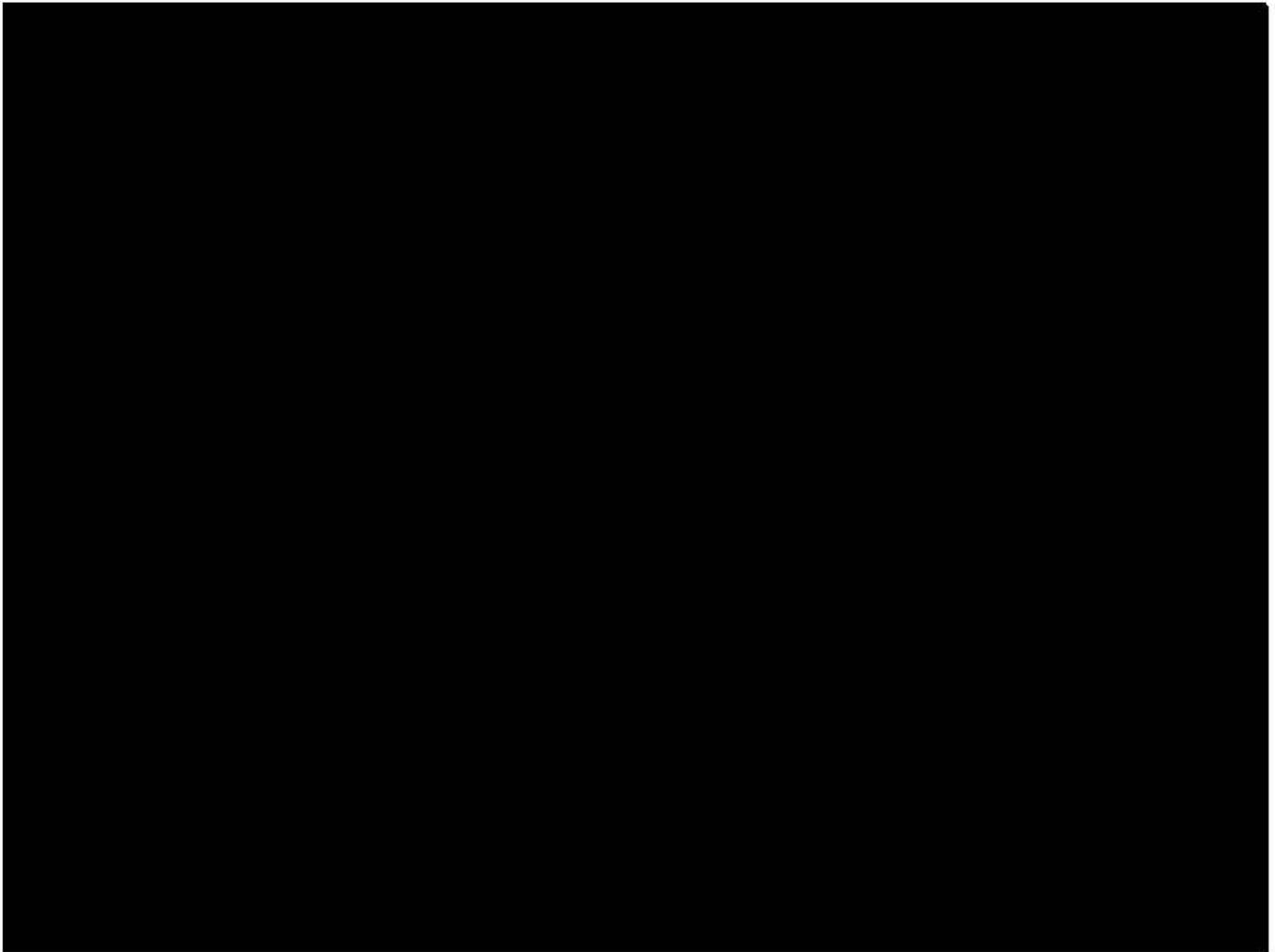
III.1.1. Clima.

El municipio de Banámichi, cuenta un clima árido – semiárido, presentando lluvias en verano en los meses de Julio - Agosto, mientras que las heladas se presentan frecuentemente de Noviembre a Marzo debido a su proximidad a la Sierra cercana y al Rio Sonora.



Para el sitio donde se pretende realizar el proyecto, los tipos de clima existentes según la clasificación de Köppen modificada por Enriqueta García (1981) es BS1H (x') Semiárido y BSoh (x') Árido, los cuales son muy similares, diferenciándose por el porcentaje de lluvias (**Ver Figura 2**).

- **BS1H (x')**: Semiárido, semicálido, temperatura media anual mayor de 18° C, temperatura del mes más frío menor de 18° C, temperatura del mes más caliente mayor de 22° C; Lluvias repartidas todo el año y porcentaje de lluvia invernal mayor al 18% del total anual.
- **BSoh (x')**: Árido, semicálido, temperatura entre 18° C y 22° C, temperatura del mes más frío menor de 18° C, temperatura del mes más caliente mayor de 22° C; Lluvias repartidas todo el año y porcentaje de lluvia invernal del 5% al 10.2% del total anual.



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

En la **Tabla 2**, se presentan las normales climatológicas de la “ESTACIÓN 00026008 BANÁMICHÍ”.

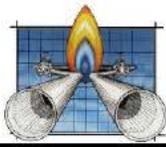
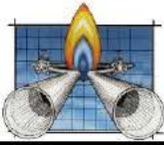


Tabla 2. Normales climatológicas históricas (1951-2010).

SERVICIO METEOROLÓGICO NACIONAL													
NORMALES CLIMATOLÓGICAS (PERIODO 1951 - 2010)													
ESTACIÓN: 00026008 ESTADO: BANAMICHI				LATITUD: 30°00'13" N.				LONGITUD: 110°12'54" W.				ALTURA: 675.0 MSNM	
ELEMENTOS	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
TEMPERATURA MÁXIMA													
Normal	22.3	24.0	26.5	30.5	34.7	38.8	36.8	35.5	35.4	32.0	26.7	22.4	30.5
Máxima mensual	28.5	28.6	31.4	35.3	39.6	43.0	40.0	39.7	38.7	36.3	32.0	27.4	
Año de máxima	2003	1999	1972	2000	2000	2002	2003	1962	2001	1967	1999	2010	
Máxima diaria	34.0	37.0	40.0	42.0	46.0	47.0	46.0	44.0	45.0	41.0	37.0	35.0	
Fecha máxima diaria	18/1971	24/2009	16/2007	26/2000	28/2000	25/2002	14/2003	10/1962	13/2000	02/1967	02/2005	06/2010	
Años con datos	47	47	48	48	48	50	50	49	48	49	49	49	
TEMPERATURA MEDIA													
Normal	13.8	15.2	17.3	20.8	24.9	29.6	29.5	28.4	27.4	23.2	17.7	13.9	21.8
Años con datos	47	47	48	48	48	50	50	49	48	49	49	49	
TEMPERATURA MÍNIMA													
Normal	5.2	6.4	8.1	11.1	15.2	20.3	22.2	21.3	19.5	14.3	8.8	5.4	13.2
Mínima mensual	2.6	2.6	5.1	7.6	12.2	17.4	20.7	19.8	17.3	11.5	5.8	2.3	
Año de mínima	1973	1964	1977	1983	1970	1965	1975	1979	1976	1970	2000	1974	
Mínima diaria	-5.0	-4.5	-2.0	1.5	6.0	11.0	15.0	12.5	10.0	2.0	-1.5	-5.0	
Fecha mínima diaria	11/1962	06/1964	04/1964	08/1983	01/2010	04/1965	19/1968	16/1964	21/1965	19/2005	27/1983	08/1978	
Años con datos	47	47	48	48	48	50	50	49	48	49	49	49	
PRECIPITACIÓN													
Normal	22.5	20.9	12.2	6.1	4.4	17.8	146.8	105.9	44.4	22.4	18.9	30.5	452.8
Máxima mensual	91.0	114.0	79.0	79.0	42.0	127.5	277.5	211.5	123.5	181.0	131.0	149.0	
Año de máxima	1993	1980	1983	1983	1984	2000	1975	1991	2010	2000	1994	1994	
Máxima diaria	45.2	83.5	47.5	47.0	29.0	62.0	112.1	71.0	68.0	69.0	112.0	84.0	
Fecha máxima diaria	24/1962	13/1980	03/1983	21/1987	04/1987	29/2000	02/1962	09/1985	05/1997	10/2000	11/1994	05/1994	
Años con datos	47	47	48	48	48	50	50	49	48	49	49	49	
NUMERO DE DÍAS CON													
Evaporación	86.7	109.9	170.7	228.9	287.6	315.1	244.5	203.0	188.5	168.1	109.7	82.4	2,195.1
Años con datos	31	31	31	32	32	33	33	33	32	31	31	31	
Lluvia	2.5	2.4	1.7	0.8	0.6	2.3	11.1	8.5	4.1	1.9	1.5	2.8	40.2
Años con datos	47	47	48	48	48	20	50	49	48	49	49	49	
NIEBLA	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
Años con datos	46	47	48	48	48	50	50	49	48	49	49	49	
GRANIZO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
Años con datos	47	47	48	48	48	50	50	49	48	49	49	49	
TORRENTA E,	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	1.8	1.6	0.3	0.2	0.0	0.0	4.1



SERVICIO METEOROLÓGICO NACIONAL													
NORMALES CLIMATOLÓGICAS (PERIODO 1951 - 2010)													
ESTACION: 00026008 ESTADO: BANAMICHI				LATITUD: 30°00'13" N.				LONGITUD: 110°12'54" W.			ALTURA: 675.0 MSNM		
ELEMENTOS	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Años con datos	47	47	48	48	48	50	50	49	48	49	49	49	

Fuente: Servicio Meteorológico Nacional (SMN).

La Terminal de Descarga, se instalará en tierra en una atmósfera no corrosiva sin presencia significativa de humedad. Las condiciones meteorológicas del sitio, son las siguientes de acuerdo a las Bases de Diseño proporcionadas por el regulado:

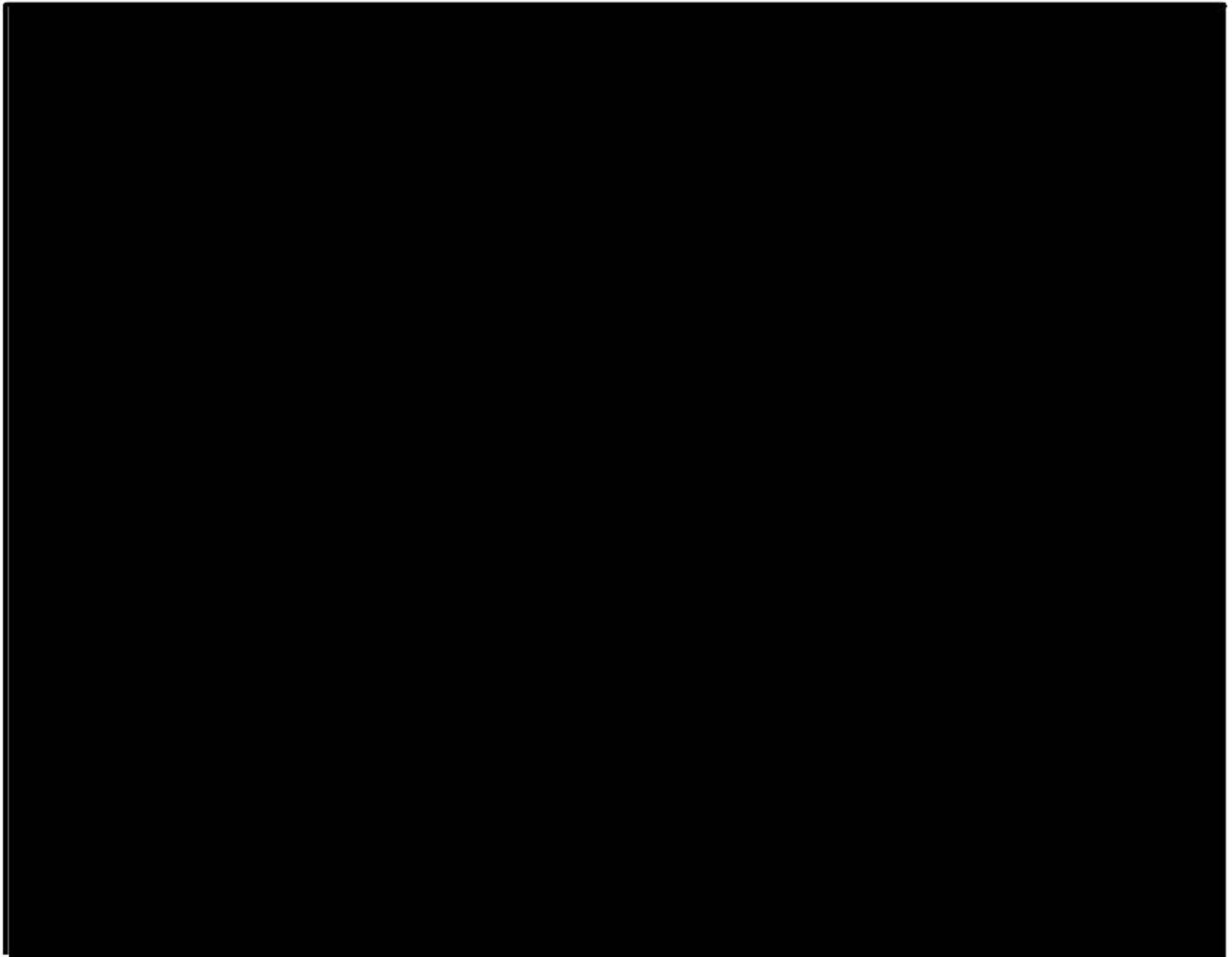
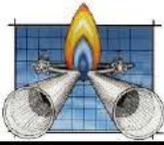
- Estabilidad pasquill: 1.5 / F.
- Temperatura máxima ambiental: 37°C.
- Humedad relativa: 61 %.
- Velocidad del Viento 16 km/h.
- Dirección del viento: Noreste – Suroeste.

III.1.2. Geología.

Características litológicas y presencia de fallas, fracturas y ejes estructurales.

El sitio donde se pretende realizar el proyecto, se ubica sobre el tipo de roca Ígnea Extrusiva Ácida, con clave TS (Ígnea), formada por el rápido enfriamiento de la lava y de fragmentos piroclásticos, el sitio del proyecto se encuentra a una altura de 802 msnm (Ver Figura 3).

Dentro del sitio donde se pretende realizar el proyecto, no existen fallas, fracturas, ni ejes estructurales, la falla más cercana se localiza a 2.5 km del proyecto aproximadamente.



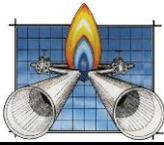
UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

III.1.3. Geomorfología.

El sitio donde se pretende realizar el proyecto, se ubica dentro de la Provincia Sierra Madre Occidental y la Subprovincia Sierra y Valles del Norte, donde inciden tres Topoformas Sierra, Valle y Lomerío como se puede apreciar en la **Figura 4**.

- **Provincia Sierra Madre Occidental.**

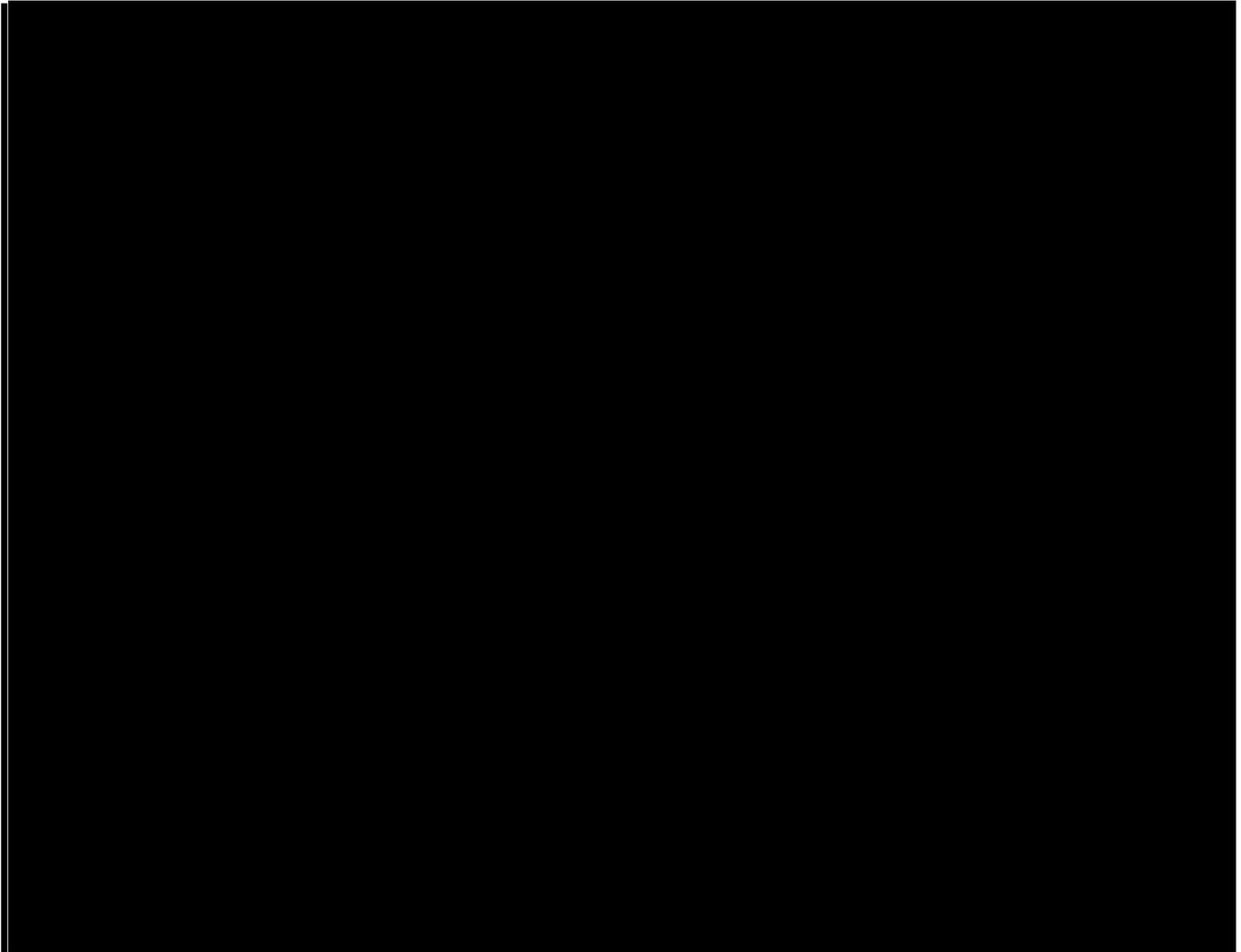
Esta provincia ocupa parte de los estados de Chihuahua, Coahuila, Nuevo León, San Luis Potosí, Querétaro, Tamaulipas, Hidalgo, Puebla y Veracruz. Sus montañas están constituidas por rocas sedimentarias de origen marino, calizas y lutitas, principalmente de la era mesozoica; los estratos de estas rocas están doblados a manera de grandes pliegues que forman una sucesión de crestas alternadas con bajos; las cumbres oscilan entre los 2,000 y 3,000 m.



- **Subprovincia Sierra y Valles del Norte.**

Esta subprovincia, está formada principalmente por sierras entre las cuales se localizan amplios valles paralelos con orientación norte sur.

El sitio del Proyecto se encuentra a una altura de 802 msnm.

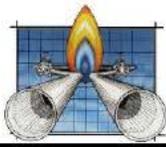


UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

III.1.4. Suelo.

El suelo se define como la capa más superficial de la corteza terrestre, la cual brinda soporte a la cubierta vegetal natural y a las actividades humanas; el suelo se forma a partir de la interacción de varios factores ambientales como el clima, el tipo de roca que da origen al suelo (material parental), vegetación y uso del suelo, relieve y tiempo. (INEGI, 2006).

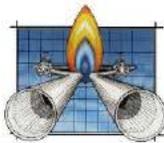
Fuente: INEGI. Guía para la Interpretación de Cartografía Edafología (2006).



En el Municipio de Banámichi, el tipo de suelo es de buena calidad, del tipo Litosol, en su mayoría de la superficie del municipio; y es rico en materia orgánica. En el sitio donde se pretende realizar el proyecto, inciden los suelos tipo: Litosol + Regosol Eutrico + Feozem Haplico, con una Clase Textural Media (Clave: I+R+Hh/2) y Regosol Eutrico + Feozem Haplico + Litosol con una Clase Textural Media (Clave: Re+Hh+I/2/G) como se puede apreciar en la **Figura 5**.

A continuación, se definen las propiedades fisicoquímicas de los tipos de suelo ya mencionados:

Unidades de Suelo		
Código	Nombre	Definición
I	Litosol	<p>Son los suelos más abundantes del país pues ocupan 22 de cada 100 hectáreas de suelo. Se encuentran en todos los climas y con muy diversos tipos de vegetación, en todas las sierras de México, barrancas, lamerías y en algunos terrenos planos. Se Caracterizan por su profundidad menor de 10 centímetros, limitada por la presencia de roca, tepetate o caliche endurecido.</p> <p>Su fertilidad natural y la susceptibilidad a la erosión es muy variable dependiendo de otros factores ambientales. El Uso de estos suelos depende principalmente de la vegetación que los cubre. En bosques y selvas su uso es forestal; cuando hay matorrales o pastizales se puede llevar acabo un pastoreo más o menos limitado y en algunos casos se destinan la agricultura en especial al cultivo de maíz o el nopal, condicionado a la presencia de suficiente agua. No tienes subunidades y su símbolo es (I).</p>
R	Regosol	<p>Suelos ubicados en muy diversos tipos de clima, vegetación y relieve. Tienen poco desarrollo y por ello no presentan capas muy diferenciadas entre sí En general son claros o pobres en materia orgánica, se parecen bastante a la roca que les da origen En México constituyen el segundo tipo de suelo más importante por su extensión 19.2 %. Muchas veces están asociados con Litosoles y con afloramientos de roca o tepetate. Frecuentemente son someros, su fertilidad es variable y su productividad está condicionada a la profundidad y pedregosidad.</p>
H	Feozem	<p>Del griego phaeo: pardo; y del ruso zemljá: tierra. Literalmente, tierra parda. Suelos que se pueden presentar en cualquier tipo de relieve y clima, excepto en regiones tropicales lluviosas o zonas muy desérticas. Es el cuarto tipo de suelo más abundante en el país. Se caracteriza por tener una capa superficial oscura, suave, rica en materia orgánica y en nutrientes, semejante a las capas superficiales de los Chernozems y los Castañozems, pero sin presentar las capas ricas en cal con las que cuentan estos dos tipos de suelos. Los Feozems son de profundidad muy variable. Cuando son profundos se encuentran generalmente en terrenos planos y se utilizan para la agricultura de riego o temporal, de granos, legumbres u hortalizas, con rendimientos altos. Los Feozems menos profundos, situados en laderas o pendientes, presentan como principal limitante la roca o alguna cementación muy fuerte en el suelo, tienen rendimientos más bajos y se erosionan con más facilidad, sin embargo, pueden utilizarse para el pastoreo o la ganadería con resultados aceptables. El uso óptimo de estos suelos depende en muchas ocasiones de otras características del terreno y sobretodo de</p>



Unidades de Suelo		
Código	Nombre	Definición
		la disponibilidad de agua para riego.

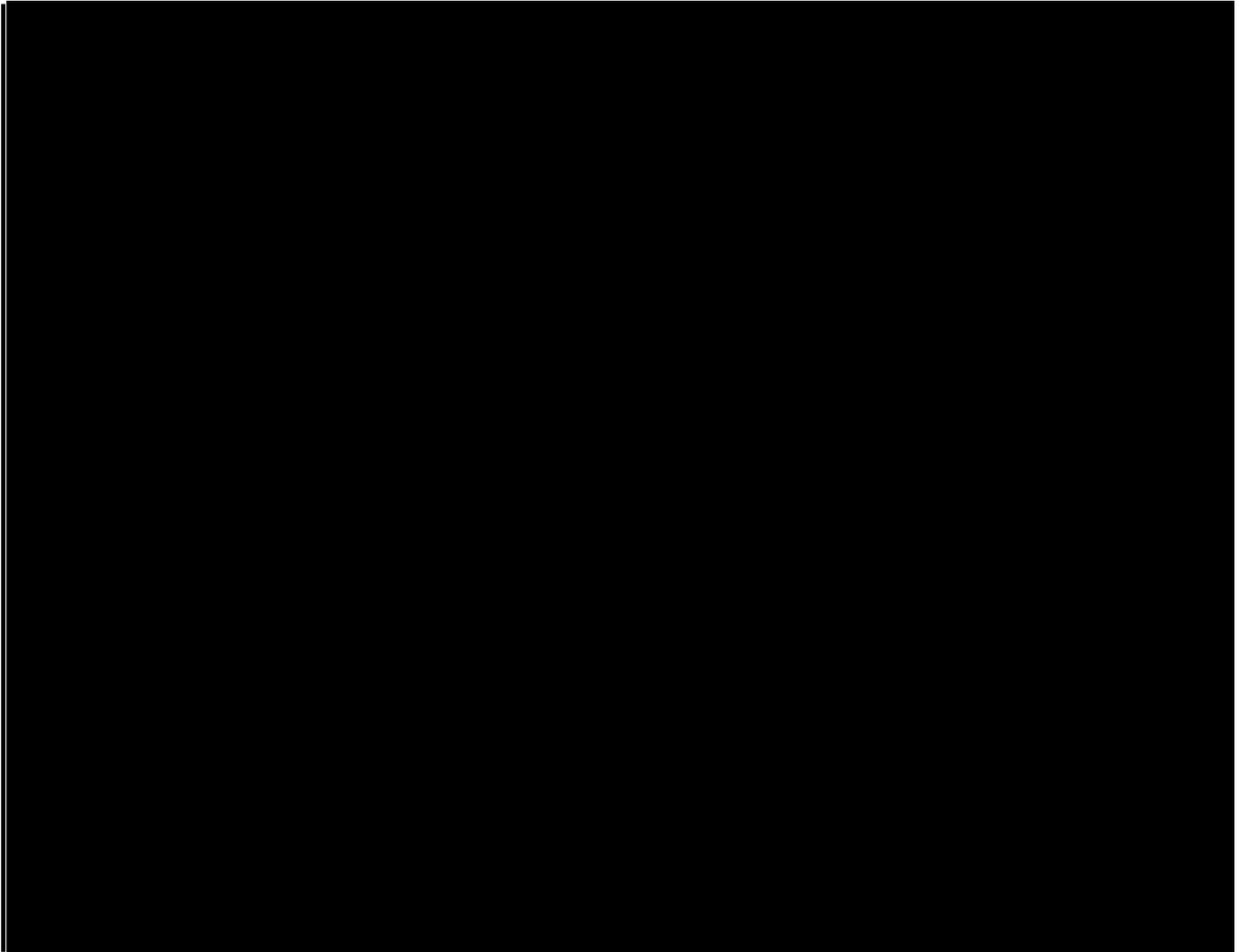
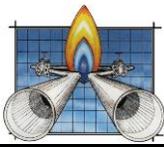
Fuente: INEGI. Guía para la interpretación de cartografía.
Edafología. Unidades y subunidades de suelo.

Calificadores de las Subunidades de Suelo		
Código	Nombre	Definición
e	eútrico	Del griego eu: bueno. Suelos ligeramente ácidos a alcalinos y más fértiles que los suelos dístricos. Unidades de suelo: Cambisol, Fluvisol, Gleysol, Histosol, Nitosol, Planosol y Regosol.
h	háplico	Del griego haplos: simple. Suelos que no presentan características de otras subunidades existentes en ciertos tipos de suelo. Unidades de suelo: Castañozem, Chernozem, Feozem, Xerosol y Yermosol.

Fuente: INEGI. Guía para la interpretación de cartografía.
Edafología. Unidades y subunidades de suelo.

Clase Textural		
Código	Nombre	Definición
2	Media	Suelos con equilibrio de arcilla, limo y arena.

Fuente: Diccionario de datos edafológicos.
Escala 1:250 000 (Vectorial).



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

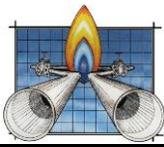
III.2. Factores Bióticos.

III.2.1. Flora.

La superficie del Estado de Sonora, está cubierta en un 48.7% por matorral subtropical, el 19.6% por bosque de encino, el 8.4% por vegetación secundaria, el 8.3% por matorral, el 7.1% por pastizales, el 3.01% de zona agrícola y el 4.8% restante por otros tipos de vegetación y zonas urbanas.

En el Estado, los bosques se ubican sobre los sistemas montañosos dispersos por el estado. Predominan los de coníferas y en menor proporción los de encino y los mesófilos de montaña; las principales especies presentes y el uso que se les da, son: ocote (madera), pino colorado (madera), encino (madera) y oyamel (madera).

En el Estado, los matorrales se encuentran sobre la planicie costera y el pie de monte de las sierras predomina el matorral xerófilo. Las principales especies presentes y el uso que se les da, son:



governadora (medicinal), ocotillo (comestible), incienso, garambullo (ornato) y sangregado (medicinal), mientras que las selvas cubren el sureste de la entidad en el pie de monte de la Sierra Madre Occidental predomina la selva caducifolia y en menor proporción la espinosa. Las principales especies presentes y el uso que se les da, son: palo Brasil (industrial), palo santo (industrial), torote (medicinal), torote blanco (medicinal) y tepeguaje (maderable).

Los bosques se encuentran sobre las partes altas de las sierras, predomina el de encinos y en menor proporción el de coníferas. Las principales especies presentes y el uso que se les da, son: pino (maderable), pino blanco (maderable), encino (leña) y encino negro (leña) y por otro lado los pastizales se encuentran al Noreste de estado en los valles intermontaños, predomina el pastizal natural, seguido de los cultivados e inducidos. Las principales especies presentes son: navajita, buffel, zacate Johnson, zacate uña y zacate tres barbas; todos ellos usados como forraje.

Para el caso del Municipio de Banámichi, presenta las siguientes características vegetales, predomina en la vegetación de matorral subtropical, entre sus principales componentes se encuentran: uña de gato, nopales, garambullo, tépame, etc.; se aprovecha la ribera del río Sonora para la agricultura de riego.

En la región de la sierra de la Bellota la vegetación está constituida por pastizales y bosques de encino. En el Oeste del municipio la vegetación es de mezquital de cuyas variedades más características son: palo, fierro, brea, huisache, etc.

La capa de Uso de Suelo y Vegetación escala 1: 250,000 del INEGI, determina el sitio como suelo de Matorral Subtropical (**Ver Figura 10 al final del capítulo**), sin embargo el proyecto se desarrollara dentro de las instalaciones de la Mina Santa Elena, la cual ya cuenta con instalaciones mineras, lo que permite apreciar que hablamos de un sitio alterado por las modificaciones antrópicas que se han realizado a lo largo del tiempo y de un sitio donde las actividades mineras están permitidas, debido a estas modificaciones, en el sitio no se encuentra vegetación natural relevante, ya que esta fue removida tras la realización de las modificaciones antrópicas antes mencionadas, la vegetación natural tipo matorral subtropical mas cercana se encuentra a 100 m con dirección Norte, de la terminal de descarga.

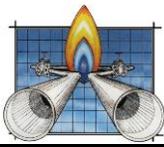
III.2.2. Fauna.

El Estado de Sonora ocupa el puesto 9 entre los 32 estados a nivel nacional en cuanto a biodiversidad de fauna silvestre. El inventario de fauna silvestre de la entidad a Abril de 2015 era de 2.993 especies: 1.866 especies de invertebrados y 1.127 especies de vertebrados (161 especies de mamíferos, 533 de aves, 37 de anfibios, 154 reptiles y 242 de peces).

En esta entidad está representada el 48% de la avifauna que habita en México; el 35% de las especies de mamíferos marinos, el 29% de los mamíferos voladores y el 28% de los mamíferos terrestres presentes en el territorio nacional.

De las especies que presentan algún estatus de conservación ya sea por estar probablemente extintas en el medio silvestre, en peligro de extinción, amenazadas o sujetas a protección especial, hay: 57 mamíferos, 11 anfibios, 53 reptiles y 76 aves.

Dentro de las especies de mamíferos presentes en la entidad están: coyote, lince americano, zorra gris, lobo marino californiano, perrito llanero cola negra, oso negro, jaguar, ardillón cola redonda, conejo del desierto, ardilla de risco, castor americano, murciélago de charreteras menor, rata canguro de Sonora, murciélago trompudo, rata cambalachera mexicana, miotis pata larga, murciélago mula Allen, ballena



lorobada, borrego cimarrón, ballena gris, delfín chato, ballena de aleta y ratón saltamontes norteño, entre otros.

Dentro de las especies de aves presentes en la entidad están: pelícano pardo, ostrero americano, carpintero del desierto, bobo pata azul, fragata magnífica, centzontle norteño, tecolote llanero, colibrí cabeza violeta, bolsero encapuchado, codorniz chiquiri, colorín morado, gaviota reidora, zumbador cola ancha, carbonero embridado, rabijunco pico rojo, chipe amarillo, pato boludo menor, pijije ala blanca, picogordo azul, águila real y colimbo menor, entre otros.

Dentro de las especies de anfibios presentes en la entidad están: rana de árbol de tierras bajas, sapo del desierto de Sonora, rana tarahumara, salamandra, ajolote del altiplano y sapo verde sonorenses, entre otros.

Dentro de las especies de reptiles presentes en la entidad están: lagartija cachora, cascabel cornuda del noroeste, geco de bandas del noroeste, iguana del desierto, chacahuala del noroeste, tortuga del desierto de Sonora, culebra real sonorenses, huico tigre del noroeste, tortuga apestosa, lagartija perrilla arenosa sonorenses, camaleón de sonora, iguana de cola espinosa sonorenses, lagartija manchada de la isla de San Pedro, culebra chirriadora sonorenses, lagartija de collar de la isla Tiburón y eslizón de la Gran Planicie, entre otras.

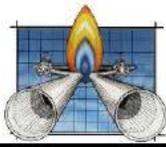
En el sitio donde se pretende realizar el proyecto, no se encuentra fauna natural o silvestre, ya que como se mencionó anteriormente, la realización de modificaciones de origen antrópico, ocasiona la remoción de la vegetación natural a través del tiempo, lo que acaba a su vez con los refugios y sitios de resguardo para las especies animales que ahí se encontraban, propiciando su ahuyentamiento y movilización hacia zonas más lejanas, dejando el sitio sin presencia de fauna.

III.3. Susceptibilidad del Sitio del Proyecto.

Entendemos por susceptibilidad la posibilidad que en un área geográfica se desencadene o se vea afectada por un fenómeno natural. Se consideran como áreas susceptibles tanto las zonas donde se ha generado un fenómeno, así como las zonas que se pueden ver afectadas por su recorrido.

Un fenómeno natural, es un acontecimiento potencialmente perjudicial, que puede causar la muerte o lesiones, daños materiales, interrupción de la actividad social y económica o la degradación ambiental. Puede tener un origen geológico, hidrometeorológico. Los fenómenos naturales, se caracterizan por su localización o alcance, magnitud o intensidad y frecuencia o probabilidad. Es decir, todo fenómeno natural tiene intrínseca una peligrosidad, que definimos como la probabilidad de ocurrencia de un fenómeno potencialmente destructivo en un periodo de tiempo específico y en un área del territorio determinada. La probabilidad de ocurrencia está relacionada con la "frecuencia" del fenómeno y el potencial destructivo con la "magnitud" del fenómeno.

A continuación, se presenta la susceptibilidad y en algunos casos el peligro y riesgo que presenta el municipio de Banámichi a distintos fenómenos naturales de origen geológico e hidrometeorológico, según lo estipulado en el Atlas de Peligros y/o Riesgo del Municipio de Huejotzingo 2015.



III.3.1. Terremotos (sismicidad).

Los sismos o terremotos vienen a ser de los agentes más destructivos de origen geológico, que más daño puede llegar a provocar, debido a sus efectos en las construcciones y sistemas vitales del ser humano.

El Estado de Sonora no es considerado como una zona muy activa sísmicamente, pero existen dos zonas con cierta actividad, la primera se encuentra asociada al Sistema de Falla de San Andrés en el Golfo de California y la segunda ubicada hacia la parte Norte y Noreste del Estado, estos sismos tienen una magnitud hasta de 7 y se originan en una profundidad de <33 Km.

En los últimos 25 años han ocurrido en esta zona 9 temblores con magnitud >6, estos temblores están causados por el movimiento lateral izquierdo, de aproximadamente 35 mm por año, a lo largo de un sistema de fallas en el límite entre dos placas. El movimiento a lo largo de estas fallas ha causado sobre tiempos geológicos, la apertura del Golfo de California.

Los temblores históricos más grandes ocurridos en el Estado de Sonora fueron los mostrados a continuación:

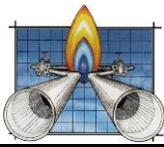
Fecha	Municipio de Sonora	Intensidad	Magnitud
3 de mayo de 1887	Bavispe	Máxima XII	7.4
26 de mayo 1907	Colonia Morelos	Máxima VIII	5.2
7 de mayo de 1913	Huasabas	Máxima VIII	5.0
20 de diciembre de 1923	Granados	Máxima IX	5.7

De los sismos ocurridos en Sonora más recientes y que han sido sentidos por sus habitantes, son los que se registraron el 23 de Marzo del 2000, 18 de Enero de 2001, 9 de Diciembre de 2002, 24 de Septiembre de 2004 y el último el 22 de Febrero de 2005. Cuyos efectos no pasaron de un susto para los pobladores de los municipios de Cajeme, Navojoa, Guaymas, Etchojoa, Huatabampo, Bacúm, San Ignacio Río Muerto, Benito Juárez, Empalme, Hermosillo.

Hipotéticamente la República Mexicana se encuentra dividida en cuatro zonas sísmicas que están diseñadas con fines antisísmicos; esta zonificación emitida por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) contempla los datos de cada uno de los sismos que están registrados desde inicios de siglo, los más importantes y los de mayor impacto en la infraestructura (registros históricos) y en los registros de aceleración del subsuelo de los grandes movimientos ocurridos.

Las zonas sísmicas de la República Mexicana son las siguientes:

- **La Zona A:** Representa la región donde no se tienen registros de sismos, no se habían reportado en los últimos 80 años y no se esperan aceleraciones del suelo mayores a un 10 % de la aceleración de la gravedad.
- **La Zona B y C:** Son zonas intermedias donde se registran sismos no tan frecuentemente, aunque son afectados por altas aceleraciones que no sobrepasan el 70 % de la aceleración del suelo.
- **La Zona D:** Es la Franja donde se han presentado grandes sismos históricos, en esta región la ocurrencia de los sismos es muy frecuente y las aceleraciones del suelo pueden sobrepasar el 70 % de la aceleración de la gravedad.



En el estado de Sonora caen 3 Zonas Sísmicas las cuales son Zona B, C y D. La zona B se ubica en todo el centro y Suroeste del Estado, la zona C solamente ocupa el Noroeste y la costa del Océano Pacífico, y la zona D se ubica en una pequeña fracción del Noreste.

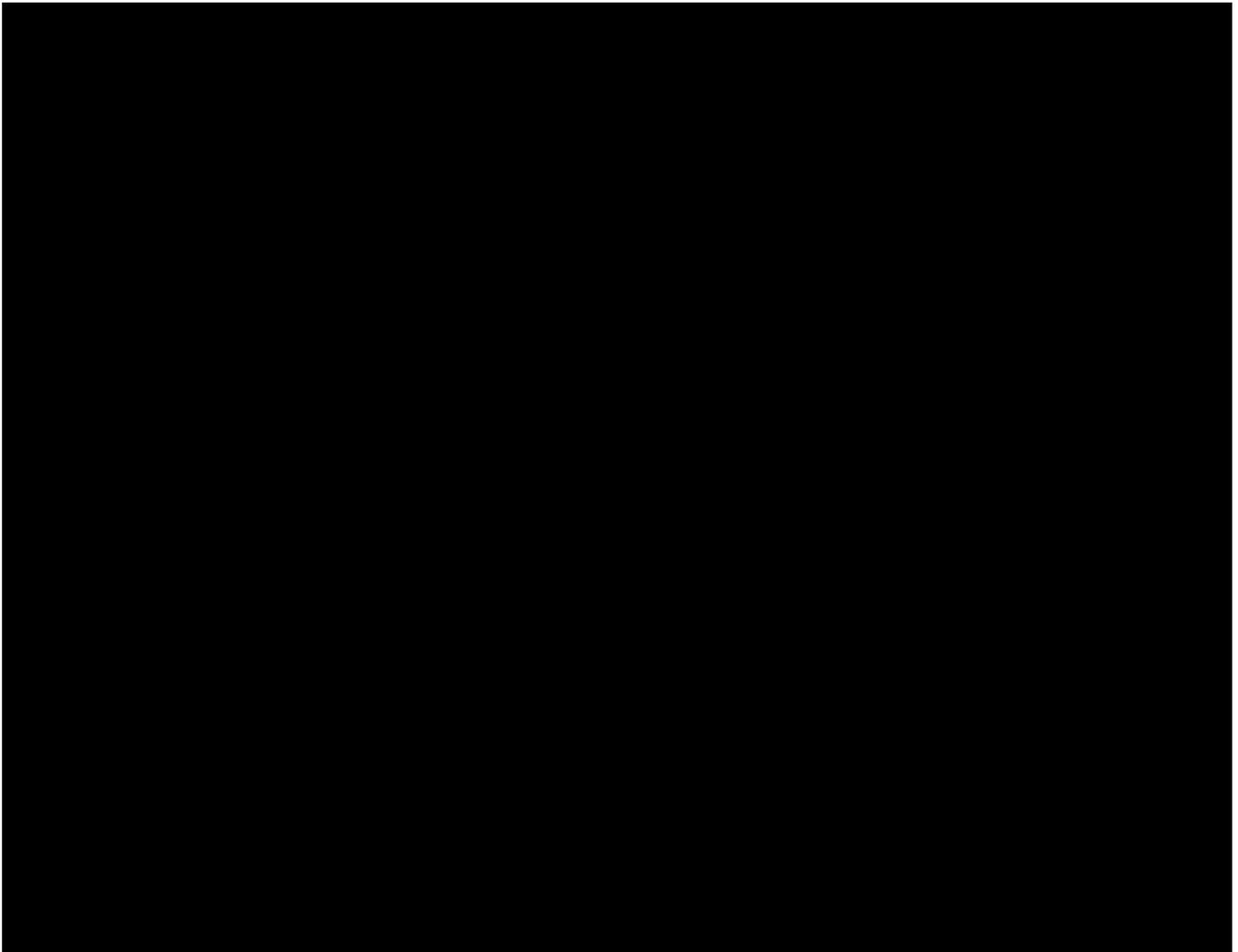
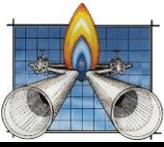
Para el Municipio Banámichi, donde se desarrollará el proyecto se encuentra dentro de la Zona B, sin embargo, no se han presentado sismos, actualmente ni históricamente.

El Estado de Sonora se encuentra asentado dentro de una región sísmica donde los valores de afectación por intensidad son de orden 7, sin embargo, para la parte donde se localiza el municipio Banámichi es posible observar que esta incrementa radicalmente un grado de intensidad de 0 el cual corresponde a cero afectaciones.

Por otra parte, se considera la zonificación ya establecida por la Comisión Federal de Electricidad, el municipio de Banámichi, se encuentra asentado en una zona de media peligrosidad por colocarse dentro de la región sísmica B (**Ver Figura 6**).

Con todo lo mencionado anteriormente se comprueba que el Municipio de Banámichi presenta un grado de intensidad de Cero, ya que no existen registros de sismos actuales ni históricos, por otra parte, se encuentra asentado en una zona de media peligrosidad por colocarse dentro de la región sísmica B, después de lo mencionado podemos resumir que el sitio donde se encuentra el proyecto, queda exento de todo riesgo de sismicidad.

Fuente: Atlas de Riesgo de Sonora
<http://www.atlasnacionalderiesgos.gob.mx/app/Estados/VisorSonora/>



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

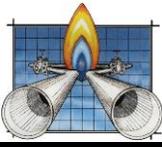
Fuente: Regionalización Sísmica de la República Mexicana (CFE 2015)

III.3.2. Desprendimientos y Deslizamiento de Masas Rocosas.

Técnicamente hablando, un deslizamiento es un movimiento de la masa del suelo o roca la cual se desliza, moviéndose relativamente respecto al sustrato, sobre una o varias superficies de rotura netas al superarse la resistencia al corte de estas superficies.

En el Estado de Sonora, se han presentado dichos fenómenos en los municipios de Guaymas, Empalme, Cananea, Nacozari, Yécora, Moctezuma, Nogales y Hermosillo.

Referente al sitio del proyecto, como se mencionó anteriormente, queda fuera de todos los riesgos en cuanto a deslizamientos, ya que el proyecto no se encuentra en los municipios mencionados en el párrafo anterior, quedando exento de este tipo de riesgo.



III.3.3. Hundimientos.

Los Hundimientos por suelos, sean estos de tipo regional o local, es otro de los fenómenos geológicos que tiene presencia en la entidad de Sonora, los cuales son debido a tipo de rocas que existen en el subsuelo, como son los que poseen una composición carbonatada, que provoca que se forme cavernas del tipo kárstico.

Otra de las consecuencias de que se presenten este tipo de agentes perturbadores es la presencia de materiales no consolidados y sobre los cuales se construyen edificios y viviendas o infraestructura urbana, sin que estos cumplan con las medidas técnicas que el caso amerita.

Aunado a lo anterior, la sobreexplotación de los mantos acuíferos ha provocado que este fenómeno comience a tener mas recurrencia en algunos municipios de Sonora como son: Caborca, San Luis Rio Colorado, Hermosillo, Guaymas, Empalme, Navjoa y algunas áreas de los Valles del Yaqui y Mayo.

A pesar de que el Estado de Sonora se han presentado registros de hundimientos en algunos de los Municipios, para el municipio de Banámichi en donde se desarrollara el proyecto no se han presentado estos fenómenos, podría decirse que es porque se encuentra situado sobre suelos de origen volcánico.

Fuente: Atlas de Riesgo de Sonora
<http://www.atlasnacionalderiesgos.gob.mx/app/Estados/VisorSonora/>

III.3.4. Inundaciones.

Las inundaciones se han convertido en uno de los desastres naturales más frecuentes que afectan a la sociedad, a los seres humanos, sus bienes materiales, los recursos culturales y ecológicos.

Se entiende por inundación, aquel evento que, debido a la precipitación, oleaje, marea de tormenta, o falla de alguna estructura hidráulica, que provoca un incremento en el nivel de la superficie libre del agua de los ríos o el mar mismo, generando invasión o penetración de agua en sitios donde usualmente no la hay, generalmente, daños en la población, agricultura, ganadería e infraestructura.

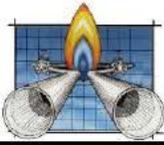
Las inundaciones en el Estado de Sonora se originan principalmente por tres razones:

- Huracanes, ciclones
- Lluvias extraordinarias
- Frente frio

Las inundaciones por huracanes y ciclones son los fenómenos que sobresaltan más en el Estado de Sonora, por el numero de vidas afectadas y daños a sus bienes e infraestructura humana, simplemente durante el periodo de 1921 a 2004, han ocurrido 45 ciclones. Afectando principalmente el Sur, Centro y Noroeste del Estado, principalmente los municipios de Hatabampo y Puerto Peñasco.

Por otro lado, para el municipio de Banámichi, el factor de inundación solamente incide en la parte del valle, el cual se encuentra a una distancia de 6, 000 mts, por lo que el riesgo de inundación es bajo, debido que se encuentra en ascendencia. (Ver Figura 7).

Fuente: Atlas de Riesgo de Sonora
<http://www.atlasnacionalderiesgos.gob.mx/app/Estados/VisorSonora/>



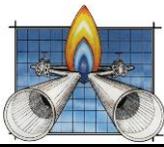
UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

III.3.5. Huracanes (Ciclones, depresiones tropicales).

Como se menciona en el numeral anterior de Inundaciones, los huracanes y ciclones son los fenómenos que sobresaltan más en el Estado de Sonora, por el número de vidas afectadas y daños a sus bienes e infraestructura humana, simplemente durante el periodo de 1921 a 2004, han ocurrido 45 ciclones. Afectando principalmente el Sur, Centro y Noroeste del Estado, principalmente los municipios de Hatabampo y Puerto Peñasco.

Uno de los huracanes que mas han dañado al Estado de Sonora fue "Juliette" el cual afecto como tormenta tropical a la entidad, generando lluvias acumuladas en tres días, en el valle de Guaymas hasta de 327 mm, en el valle del Yaqui de 273 mm, en el valle del Mayo de 388 mm, en la Costa de Hermosillo de 170 mm y en la región serrana hasta de 470 mm. Superando estas cantidades a las que se presentan durante todo el año.

Los dos últimos ciclones que han manifestado su presencia en tierras sonorenses fueron los huracanes "Marty" y "Javier" en los años del 2004 y 2005 respectivamente, los cuales generaron lluvias fuertes en el Sur del Estado sin que se llegaran a presentar grandes daños a la población, salvo algunas inundaciones en el municipio de Empalme.



La susceptibilidad por la presencia de este tipo de fenómenos dentro del municipio de Banámichi es prácticamente Nula, esto debido a que no se han presentado y no se tienen registros de ellos.

Fuente: Atlas de Riesgo de Sonora
<http://www.atlasnacionalderiesgos.gob.mx/app/Estados/VisorSonora/>

Después de lo mencionado en el párrafo anterior, se comprueba que para el sitio donde se pretende realizar la Terminal de Descarga no se presenta ningún riesgo relacionado a este fenómeno.

III.3.6. Nevadas y Heladas.

Las Nevadas y Heladas para el Estado de Sonora tienen origen en las masas de aire proveniente del Ártico, de Alaska y de la región Noroeste de Canadá. Los cristales de nieve se producen en las nubes. Generalmente están constituidos de microgotas de agua a baja fusión, es decir, son producto del líquido sometido a temperaturas bajo cero. Los daños que llegan a provocar las nevadas, por lo general es la interrupción del tráfico vehicular en las carreteras, sobre todo en el tramo federal Agua Prieta- Janos, donde debido a la intensidad han quedado varados con sus respectivas consecuencias por días las personas en ese tramo.

Los municipios que históricamente más han sufrido por este tipo de fenómenos son los que se encuentran en la región Norte y Noreste, estos últimos pertenecientes al flanco oeste de la Sierra Madre, siendo estas comunidades y municipios los de mayor vulnerabilidad ya que registran nevadas de 1 a 4 días por año. También, no se descarta la región Sur de Nacozari y Bacadéhuachi y una porción pequeña en la parte alta de Yécora, que se caracteriza por valores mayores a 4 días al año con nevadas.

En lo que corresponde a las heladas son un fenómeno que ocurre cuando la temperatura del aire cercano a la superficie del terreno disminuye a 0°C o menos, durante un tiempo mayor a cuatro horas. Generalmente la helada se presenta en la madrugada o cuando está saliendo el sol.

La gravedad de una helada depende de la disminución de la temperatura del aire y de la resistencia de los seres vivos a ella. Este fenómeno puede provocar grandes pérdidas a la agricultura, como sucedió el 9 de Enero de 1998 en los valles del Yaqui y Mayo, donde 17,000 hectáreas de cultivo se echaron a perder.

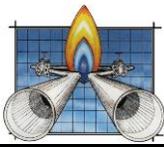
En total durante el periodo de 1983-2004 sufrieron daños 53,000 hectáreas, con un valor de la producción superior a los 80 millones de pesos. Siendo las regiones más afectadas por heladas las del Norte, Noreste y Oriente, con algunas afectaciones ocasionales en las regiones costeras.

El Municipio de Banamichi, en su totalidad se cataloga con un nivel BAJO de Riesgo para el fenómeno de Heladas.

Fuente: Atlas de Riesgo de Sonora
<http://www.atlasnacionalderiesgos.gob.mx/app/Estados/VisorSonora/>

III.3.7. Tormentas de Granizo.

Las Tormentas de Granizo para el Estado de Sonora, se desarrollan en verano, generalmente durante la tarde o la noche, o sea en el período de máxima inestabilidad.



Las regiones geográficas más expuestas a los daños provocados por este tipo de fenómenos son los municipios serranos de la parte Este del Estado, con un promedio de 1 a 4 días al año, sobresaliendo el municipio de Yécora con más de 4 días al año, mientras que el resto de localidades con menos de dos días al año con tormentas graniceras.

Por otra parte, para el municipio de Banámichi, donde se desarrollará el proyecto, se delimita como un sitio donde no existen registros de tormentas de granizos dejando al sitio del proyecto fuera de riesgo para el fenómeno antes mencionado.

Fuente: Atlas de Riesgo de Sonora
<http://www.atlasnacionalderiesgos.gob.mx/app/Estados/VisorSonora/>

III.4. Zonas Vulnerables de Población.

El proyecto Terminal de Descarga, se encuentra ubicado en la Mina Santa Elena, debido a esto en el sitio solo se encuentran Instalaciones mineras que pudieran ser afectadas dejando fuera la incidencia casas, poblaciones, escuelas, hospitales, centros comerciales, templos, unidades habitacionales y parques. La población más cercana es Banámichi, se encuentra a una distancia aproximada de 4.6 kilómetros, por lo que no es considerada como vulnerable.

III.5. Componentes Ambientales.

Debido a que el sitio donde se pretende realizar el Proyecto Terminal de Descarga Mina Santa Elena, ha sufrido modificaciones de origen antrópico desde tiempo atrás, lo cual repercutió en la eliminación de la vegetación que se encontraba en el sitio, así como la dispersión de la Fauna que ahí se encontraba. Debido a esto, el sitio del proyecto no incide en cuerpos de agua.

De igual manera es importante mencionar y recalcar, que en el sitio donde se pretende realizar el proyecto, no se encuentran Áreas Naturales Protegidas en ninguno de sus tres niveles (Federal, Estatal y Municipal), Regiones Hidrológicas Prioritarias, Regiones Marinas Prioritarias, Regiones Terrestres Prioritarias, Áreas de Importancia para la Conservación de Aves, ni Sitios RAMSAR, como se menciona en el MIA que acompaña este Estudio de Riesgo.

III.6. Infraestructura vial e industrial.

Para el Proyecto Terminal de Descarga Mina Santa Elena, partiendo del municipio de Banámichi, se tiene que tomar La Carretera Constitución, hasta llegar a las coordenadas 575988.08 m E, 3318703.30 m N, donde se encuentra la caceta de entrada a la Mina Santa Elena de ahí en adelante se siguen por el camino de terracería durante 6.3 Km.

A continuación, se enlista la Infraestructura de la Mina Santa Elena que inciden en un radio de 500 m.

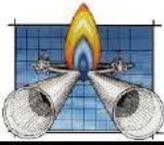
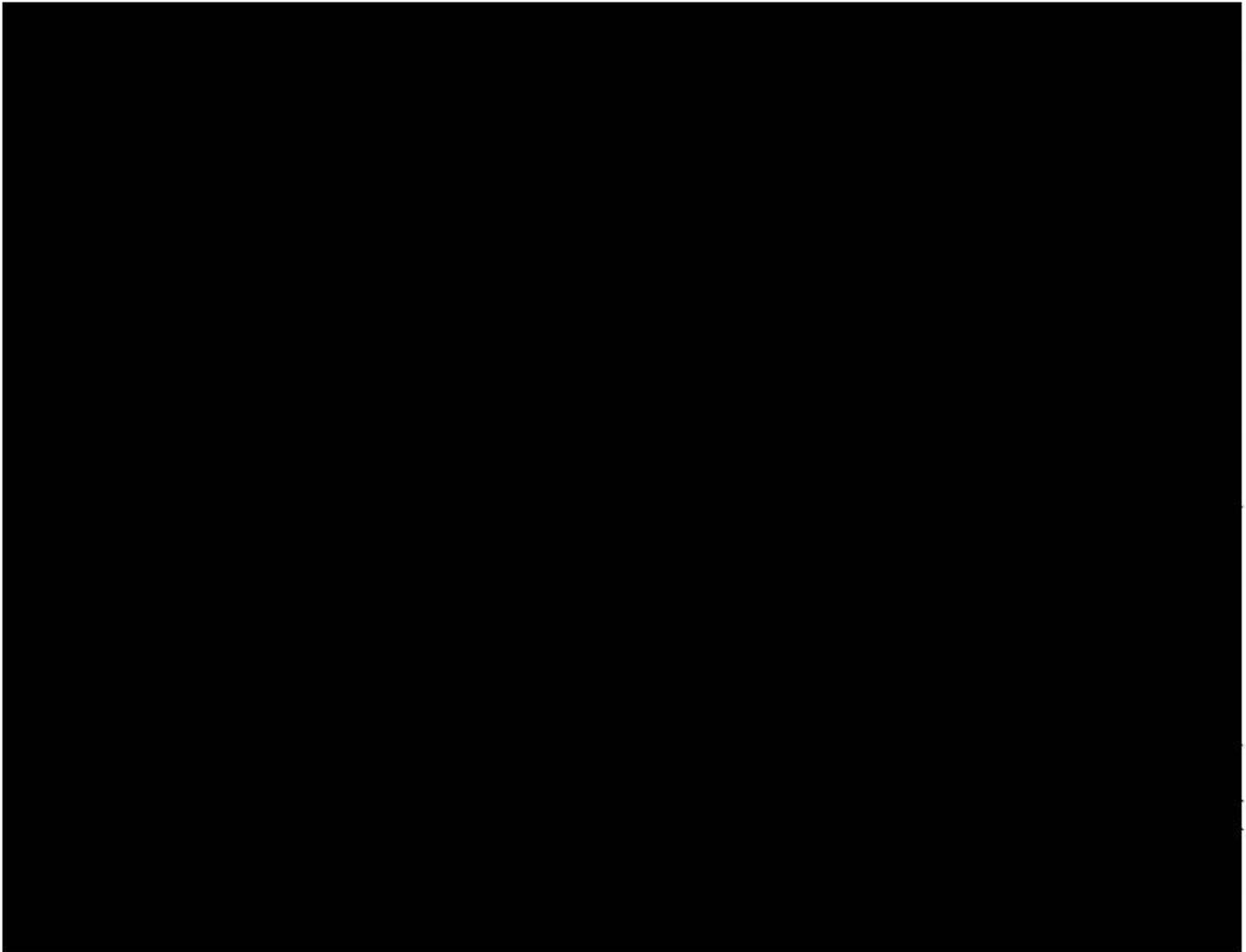
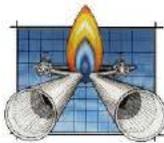


Tabla 3. Proximidades con Infraestructura Industrial para un radio de 500 metros.

No.	Nombre de la zona	Ubicación (N/S/E/O NE/SE/NO/SO)	Distancia a la instalación (m)
1	Área Auxiliar 1	Suroeste	107.38
2	Área Auxiliar 2	Sureste	106.37
3	Área Auxiliar 3	Sureste	162.88
4	Áreas de proceso	Sureste	491.27
5	Almacén de producto	Oeste	48.46



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



III.7. Uso de suelo.

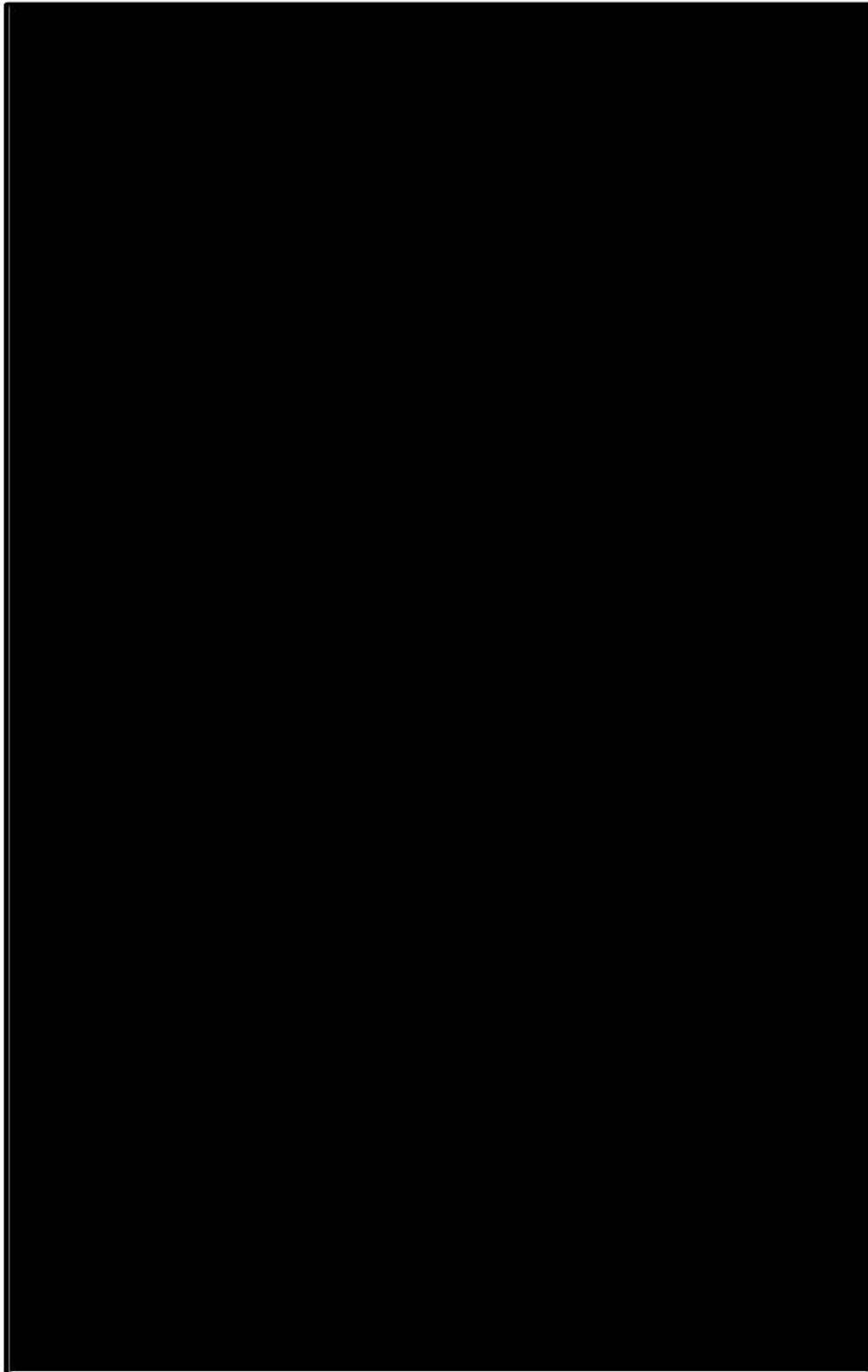
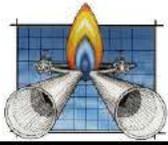
Como ya se conoce, el Presente proyecto se desarrollará en el predio de la Mina Santa Elena, por lo que se puede apreciar y constatar que el sitio tiene aptitud de uso territorial Minero.

Tabla 4. Tabla de uso de suelo para un radio de 500 m.

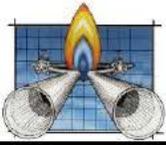
Localización	Tipo de uso de suelo	Descripción
Norte, Noroeste, Oeste, Suroeste, Sur, Sureste, Este, Noreste.	Minero	Mina Santa Elena

Por otra parte, si nos basamos en las aptitudes de uso territorial mediante el Programa de Ordenamiento Ecológico Territorial de Sonora (POET), aunque a nivel municipal no existe un programa de desarrollo urbano que designe el uso de suelo en el sitio, el POET define el sitio como compatible con la minería (**Ver Figura 9**).

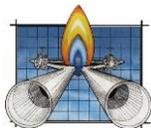
Según la Carta de Uso de Suelo y Vegetación 2015 escala 1: 250. 000, ubica al sitio donde se pretende realizar el proyecto, como un sitio de Matorral Subtropical (**Ver Figura 10**).



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



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

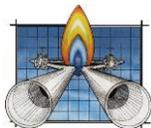


Índice

IV. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS.....	3
IV.1. Identificación de Peligros y Jerarquización de Escenarios de Riesgo.	3
IV.1.1. Análisis Preliminar de Peligros.....	3
IV.1.2. Antecedentes de accidentes e incidentes.....	5
IV.1.3. Identificación de Peligros y de Escenarios de Riesgo.....	9
IV.1.4. Jerarquización de Escenarios de Riesgo.....	12
IV.1.5. Aplicación de la metodología de Identificación de Peligros y Escenarios de Riesgo.....	15
IV.1.6. Resultados de la Jerarquización de Escenarios de Riesgo.....	15
IV.2. Análisis Cuantitativo de Riesgo.	21
IV.2.1. Análisis Detallado de Frecuencias.....	21
IV.2.2. Análisis Detallado de Consecuencias.....	28

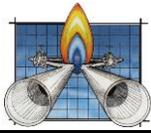
Tablas

Tabla 1. Antecedentes de accidentes e incidentes de Gas Natural.	8
Tabla 2. Metodologías de Análisis de Riesgo Cualitativo.....	9
Tabla 3. Categorías de consecuencias sugeridas. (MIL-STD-882E, 2012).....	12
Tabla 4. Niveles de probabilidad/frecuencia de accidente sugeridos. (MIL-STD-882E, 2012). ..	13
Tabla 5. Matriz de Evaluación de Riesgos. (MIL-STD-882E, 2012).....	14
Tabla 6. Categorías de Riesgos. (MIL-STD-882E, 2012).....	14
Tabla 7. Nodos Seleccionados.	15
Tabla 8. Jerarquización de los Escenarios de Riesgos Identificados.....	16
Tabla 9. Escenarios seleccionados para el análisis de frecuencias.....	22
Tabla 10. Simbología Utilizada por el Análisis de Árbol de Fallas.....	23
Tabla 11. Valor de probabilidad de ocurrencia de fallas.	24
Tabla 12. Escenarios de Riesgo Propuestos.	29
Tabla 13. Parámetros para la determinación de las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento..	31



Figuras

Figura 1. Graficas de los Resultados de la Jerarquización de escenarios.	21
Figura 2. Árbol de Fallas del escenario 1.3 del Nodo 1. Rotura de manguera de descarga por movimiento del camión durante la descarga de GNC.	24
Figura 3. Árbol de Fallas del escenario 2.17 del Nodo 2. Fuga en válvula reguladora de presión (PCV-201/202/203) por falla en el sistema de calentamiento.	25
Figura 4. Árbol de Fallas del escenario 4.4 del Nodo 4. Fuga de gas por desgaste de sellos en válvula manual.	26
Figura 5. Árbol de Fallas. Riesgo de Incendio y/o explosión por la fuga de gas natural.	27



IV. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS.

IV.1. Identificación de Peligros y Jerarquización de Escenarios de Riesgo.

Los estudios de riesgo involucran principalmente tres grandes temas; la identificación de los riesgos, la probabilidad de ocurrencia de accidentes o eventos y el análisis de consecuencias.

La identificación de los riesgos permite determinar las localizaciones, rutas, características y cantidad de materiales de fuentes potenciales de accidentes por explosión, incendio, fuga o derrame de una sustancia peligrosa. Esto lleva a la formulación de escenarios fundamentales de accidentes, que requieren una mayor consideración y análisis.

El análisis probabilístico permite identificar la verosimilitud de ocurrencia del accidente para examinar y priorizar los escenarios de accidentes potenciales en términos de su probabilidad de ocurrencia.

La evaluación de las consecuencias e impactos asociados con la ocurrencia de los escenarios identificados de accidentes, es el proceso denominado Análisis de Consecuencias. Este paso permite una comprensión de la naturaleza y gravedad de un accidente y permite un análisis y priorización de los escenarios en términos del impacto potencial del daño en la gente y las instalaciones.

La combinación de resultados de la probabilidad del accidente y del análisis de consecuencias da una medida del riesgo con la actividad específica y este proceso es lo que constituye el análisis de riesgos, que permite, priorizar y examinar los escenarios potenciales de accidentes en términos de un riesgo total, que a la vez logre el desarrollo y preparación de un plan de emergencias.

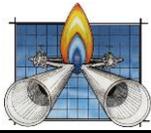
IV.1.1. Análisis Preliminar de Peligros.

La elección de la metodología a emplear para la identificación preliminar de los peligros y amenazas para el diseño del proyecto “Terminal de Descarga Mina Santa Elena” se sustenta con lo establecido en la guía de la ASEA, la cual considera la aplicación de metodologías que permitan identificar de manera preliminar los riesgos propios y características de acuerdo al tipo de proyecto y acorde a la etapa en la que se encuentre este.

Por lo anterior, para la identificación preliminar de los riesgos de la “Terminal de Descarga Mina Santa Elena” se utilizó la metodología de lista de verificación, la cual es adecuada para el tipo de instalación del proyecto, debido a que es una de las herramientas más útiles para la identificación de peligros inmediatos.

Lista de Verificación.

La lista de verificación es una manera de plasmar en papel, los requerimientos con que debe cumplir un equipo, proceso, maquinaria, procedimientos, etc., derivado de la experiencia de quien lo aplica o como su nombre lo indica, el de verificar si se está cumpliendo con dichos códigos y estándares. La efectividad de una lista de verificación para la identificación y control de peligros, dependerá de la experiencia y conocimientos, en cuanto a códigos y estándares.



Las listas de verificación son aplicables en general a todos los sistemas de administración y a un proyecto a través de todas sus etapas. Una lista de verificación debe ser apropiada o adecuada para una etapa de proyecto, equipo, maquinaria, materiales de construcción, procedimientos de operación, procedimientos de emergencia, diseño, operación, arranque y paro, mantenimiento, desmantelamiento y/o sistemas de seguridad.

Garza Ayala, Sergio. (2015) Análisis de Riesgo Peligrosos en los Procesos, Parte 1: Metodologías. (1ª. Ed) Monterrey, NL.: Dinámica Heurística, S. A. de C. V..

Ovarro Seguridad Funcional Operativa S.C. (2020). Introducción al análisis de Riesgos. Métodos de Análisis de Riesgos.

La lista de verificación, se basó en la **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”. Esta norma es la base del diseño bajo la cual está regido el Proyecto.

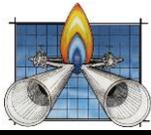
La **NOM-0010-ASEA-2016** establece requisitos para todas las etapas del ciclo de vida de una instalación, en este caso, el proyecto se encuentra en la etapa de ingeniería de diseño, por lo que se le aplica el capítulo “5. Diseño”.

El capítulo 5 establece requisitos por cada una de las siguientes secciones manejadas:

- 5.1. Sistema de Acondicionamiento de GNC.
- 5.2. Sistema de Compresión de GNC.
- 5.3. Sistemas de Almacenamiento de GNC.
- 5.4. Sistemas de Suministro de GNC.
- 5.5. Sistemas de seguridad de las Terminales de Carga y Estaciones de Suministro de GNC.
- 5.6. Sistemas de seguridad de las Terminales de Descarga de GNC.
- 5.7. Dictamen de Diseño de una Unidad de Verificación.

Con los requisitos normativos considerados en estas secciones se cubre el Diseño de la Terminal de Descarga.

En el **Anexo 6**, se adjunta la Lista de Verificación, donde se pueden consultar los resultados obtenidos de la aplicación de la lista de verificación; así mismo, se incluyen comentarios en los requisitos no cumplidos, los cuales deberán ser considerados y a su vez, atendidos conforme a lo que la autoridad solicite y en su caso, para las actualizaciones posteriores del ARSH en la siguiente fase del proyecto (etapa de construcción; Ingeniería de Detalle y/o Aprobada Para Construcción).



IV.1.2. Antecedentes de accidentes e incidentes.

Como datos históricos de incidentes y accidentes ocurridos en la operación de instalaciones de Gas Natural Comprimido (GNC), se presenta a continuación la descripción de casos de eventos en México y otras partes del mundo, relacionados con explosiones y/o incendios en el manejo de GNC.

1. Un muerto y 18 heridos en explosión en planta de gas en Austria.

Una persona murió y 18 resultaron heridas el día 12 de diciembre del 2017, en una explosión de una de las plantas de gas más grandes de Europa, situada en Austria. La Policía subrayó que el incidente se produjo por un problema técnico y que el caso está en manos de los investigadores regionales.

La nube de la detonación se veía incluso desde Viena, distante 30 kilómetros. La explosión se produjo a las 08:45 horas (07:45 GMT) en Baumgarten, una localidad cercana a la frontera con Eslovaquia, por donde entra a Austria el gas procedente de Rusia y Noruega.

La deflagración desató un incendio que pudo ser controlado tras varias horas. La Policía pidió a los ciudadanos que eviten la zona, donde 240 bomberos trabajaron en extinguir el incendio.

La central de Baumgarten distribuye gas desde el Este al Oeste, Sur y Sureste de Europa. El abastecimiento hacia Austria, Alemania y Francia no se vio afectado, "pero podría haber problemas en la dirección Sur", dijo un representante de Gas Connect Austria.

Fuente: Periódico El comercio.
Fecha de publicación: 12 de diciembre del 2017

2. Explosión en estación de gas deja cuatro muertos.

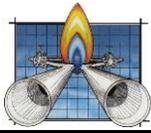
El 14 de septiembre del 2016, las autoridades atribuyen la tragedia a una "mala manipulación" de un compresor de gas. El accidente se registró en la estación de servicio ubicada en la Cordialidad con carrera 10.

Las autoridades atribuyen a una posible "mala manipulación" la explosión de un compresor de 200 libras de gas natural vehicular, la cual causó la muerte de cuatro personas e hirió a cuatro.

"Había un personal técnico haciendo un mantenimiento al compresor y, al parecer, hubo una mala manipulación", informó en el lugar el capitán Jaime Pérez, comandante del Cuerpo de Bomberos.

El accidente se registró el miércoles a las 11:20 de la mañana, en la estación de servicio (EDS) Biomax ubicada en la avenida Cordialidad con carrera 10, suroccidente de Barranquilla.

La información fue corroborada por el propietario de la EDS, Alberto Henríquez, quien informó que el estallido se registró "cuando el personal de mantenimiento trabajaba" en el dispositivo que surte a las islas que abastecen a los vehículos.



El hecho generó temor en habitantes del sector, y un caos vehicular sobre la Circunvalar. En el lugar perdieron la vida Édison Hernández Oliveros, Ever Antonio Rojano Esparragoza y John Freddy Sánchez.

Jorge Pertuz Marriaga, Ingeniero Mecánico de 40 años, falleció de un paro cardiorrespiratorio a las 4:20 p.m. en la clínica La Merced, donde ingresó con lesiones en la cabeza, fractura de tibia, peroné y cúbito. Era dueño de la empresa a cargo del mantenimiento.

La emergencia fue atendida por dos máquinas del Cuerpo de Bomberos y funcionarios de la Secretaría distrital de Prevención y Desastres. Agentes de la Policía acordonaron el área para evitar que particulares se acercaran y entorpecieran la labor de levantamiento de los cuerpos, a cargo de peritos del CTI de la Fiscalía.

Pérez indicó que las dos máquinas llegaron al lugar con agua para “refrescarlo” y evitar otra explosión.

“Fue importante el apoyo de Gases del Caribe, que hizo el control de las válvulas a fin de que no hubiera más flujo de gas hasta en el lugar”, manifestó.

Fuente: Periódico EL HERALDO.

Fecha de publicación: 15 de septiembre del 2016.

3. Explosión en Callao.

Al menos un muerto y tres heridos graves fue el resultado de la explosión en un grifo ubicado en el cruce de las avenidas Elmer Faucett y Nestor Gambetta, en el Callao.

A través de un comunicado, la empresa Repsol precisó que el accidente se generó en la Planta de Compresión de Gas Natural de Petrocorp S.A., contigua al grifo “Cantolao”. “Con esta compañía, Repsol mantiene un contrato de abanderamiento para el expendio de combustibles”.

La explosión “habría ocurrido presuntamente en la operación de carga de una batería de contenedores de Gas Natural Comprimido”. No obstante, aseguran que las causas siguen siendo materia de investigación.

La víctima mortal de la explosión fue identificada como María Torres Meneses, quien era una trabajadora del establecimiento. En tanto, uno de los heridos graves es Carlos Fidel Rodríguez Abanto (40), quien fue internado en el hospital Daniel Alcides Carrión del Callao.

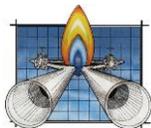
El accidente, que ocurrió a la 1 p.m. aproximadamente, hizo volar varios metros a algunos balones de gas y además causó daños materiales en vehículos cercanos

Fuente: Periódico El comercio.

Fecha de publicación: 02 de marzo del 2016

4. Se registra explosión en planta de gas natural en la Tinaja de Emiliano Zapata.

Poco después de las 13:00 horas se registró una explosión en uno de los tanques de recuperación de líquidos de la Estación de Descompresión de Gas y petroquímica básica de PEMEX, ubicada en La Tinaja del municipio de Emiliano Zapata.



Debido a esto se evacuó a 38 empleados de manera precautoria; fuentes oficiales informaron que el área donde se realiza la separación de residuos se tapó, provocando la explosión denominada “cerrada” por lo que no hubo fuego.

Las mismas autoridades señalaron que estas explosiones ocurren con frecuencia, las cuales no representan peligro alguno para los trabajadores o la ciudadanía.

Elementos de Protección Civil acudieron de inmediato al saber sobre el accidente, sin embargo, la empresa controló la situación cerrando todas las compuertas como medida de seguridad; cerca de las 14:00 horas la situación ya estaba controlada por lo que los obreros regresaron a sus labores sin ningún problema.

Cabe destacar que la planta en donde se originó el percance se dedica a la distribución de gas natural y es esta la que se encargará de suministrar al gasoducto que se pretende construir entre Emiliano Zapata y Coatepec, mismo que pasará por la capital del estado

Fuente: Econsulta.

Fecha de publicación: 22 de abril del 2015

5. Explosión en Estación de Gas Natural Comprimido (EGNC) propiedad de Neomexicana. Xoxtla, Puebla.

El día lunes 12 de noviembre del 2012, se presentó una importante fuga de gas que provocó la explosión e incendio de contenedores y vehículos de la empresa Neo Mexicana S.A. de C.V., ubicada en Avenida las Torres No. 18 de San Miguel Xoxtla, inmueble al cual acudieron más de 27 efectivos en 11 vehículos de bomberos, personal de Protección Civil y paramédicos del 066, durante estas acciones los bomberos al llegar al lugar se percataron de una columna de humo y flama de aproximadamente quince metros de altura, además de que al interior se combustionaban seis plataformas de tipo caja seca, contenedores de gas natural comprimido, 168 cilindros, un tractocamión marca Kenworth modelo 2001 y una camioneta tipo Pick Up con placas RG 31624 del Estado de Nuevo León.

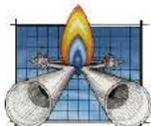
De inmediato se procedió a la extinción y remoción de material inflamable para evitar el riesgo de un incendio mayor, ya que se encontraban cerca del siniestro, transformadores de energía eléctrica.

Personal del número de Emergencias 066, perteneciente al Centro Estatal de Control, Comando, Comunicaciones y Cómputo (C4), atendió la emergencia. Como consecuencia del siniestro resultaron lesionadas dos personas con quemaduras de primero y segundo grado en 10% del rostro y los brazos, así como quemaduras en rostro y manos, respectivamente.

La Secretaría General de Gobierno, informó que autoridades de esta dependencia se comunicaron con directivos de Neomexicana, quienes se comprometieron a brindar todo el apoyo y la colaboración que sea necesaria para identificar las causas que provocaron el incendio. También, anunciaron que cubrirán los posibles daños a particulares que hayan resultado afectados en sus bienes.

Fuente: Periódico Xelhua. La voz de Puebla y el Valle de Cholula.

Fecha de publicación: 14 de Noviembre del 2012



6. Explosión en Estación para Compresión de Gas Natural (ECGN) propiedad de Alternative Fuels S.A. Ciudad de Córdoba, Argentina.

La deflagración, que sacudió a prácticamente todo el vecindario, se produjo a las 2:41 del 16 de Julio del 2003, en el local Alianza Gas, propiedad de la firma Alternative Fuels S.A.

Producida la explosión, arribaron al lugar un grupo de la Dirección de Bomberos, técnicos de Ecogas, de Enargas, de ABI Ingeniería (firma responsable del mantenimiento) y personal de la Dirección de Inspección de Industria, Comercio y Control Alimentario de la Municipalidad de Córdoba. Estos últimos procedieron a clausurar, preventivamente, la estación dedicada exclusivamente al expendio de gas natural comprimido, para uso automotor.

En la ocasión, la firma mostró todas las habilitaciones en regla.

Ocurrida la explosión, "aproximadamente a las 4:30 se procedió al cierre de la válvula (C) del puente de medición para interrumpir el suministro de gas natural en el equipo compresor", según informó por escrito la Distribuidora Gas del Centro.

El documento indicó que "las causas que motivaron dicho siniestro no están establecidas".

Por su parte, al ser consultados por el accidente, voceros del ente nacional que controla la actividad (Enargas) remitieron todas las inquietudes a la información de la página que tiene el organismo en la red Internet (www.enargas.gob.ar).

El jefe de Bomberos, dijo que solicitó la intervención de los peritos en explosivos, para analizar si pudo tratarse o no de un atentado. No obstante, de medios policiales trascendió que se piensa más en un "caso fortuito" que por la ocurrencia de actos vandálicos. Terceros damnificados:

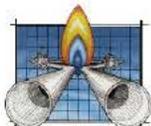
Al producirse la explosión, la pared de hormigón del búnker (como se llama al recinto a cielo abierto donde funciona el compresor) no sufrió grietas. La onda expansiva se filtró, con menor intensidad, por el pasillo de ingreso, cuyas puertas deben estar permanentemente abiertas, por razones de seguridad.

Como consecuencia de la deflagración, además del pánico de los vecinos, algunas viviendas aledañas sufrieron la rotura de vidrios y aberturas de madera. En tanto, tres trozos del cilindro (de un peso aprox. de 2 kg) cayeron en un jardín vecino.

Aunado a lo anterior, a continuación, se incluye una tabla donde se indican accidentes ocurridos en plantas de Gas Natural Comprimido en diferentes partes del mundo y las causas más probables (Ver Tabla 1).

Tabla 1. Antecedentes de accidentes e incidentes de Gas Natural.

No.	Año	Ciudad y/o país	Instalación	Sustancias involucradas	Evento o causa del accidente	Nivel de afectación (personal, población, medio ambiente)	Acciones realizadas para su atención
1	12 de diciembre 2017	Baumgarten, Austria	N/D	Gas Natural	Explosión	1 muerto y 18 lesionados	Atención inmediata por parte del cuerpo de bomberos del municipio (240).



No.	Año	Ciudad y/o país	Instalación	Sustancias involucradas	Evento o causa del accidente	Nivel de afectación (personal, población, medio ambiente)	Acciones realizadas para su atención
							Suspensión de los servicios de gas
2	14 de septiembre del 2016	Barranquilla, Colombia	Estación de Servicio Biomax	Gas Natural	Explosión	4 muertos y 4 lesionados	La emergencia fue atendida por dos máquinas del cuerpo de bomberos y funcionarios de la secretaria distrital de Prevención y Desastres y apoyo de Gases del Caribe, que hizo el control de las válvulas a fin de que no hubiera más flujo de gas
3	02 de marzo del 2016	Callao, Peru	Planta de Compresión de Gas Natural de Petrocorp S.A.	Gas Natural	Explosión	1 muerto y 3 heridos graves	N/D
4	22 de abril del 2015	Emiliano Zapata, Veracruz	Estación de compresión	Gas Natural	Explosión	Suspensión de actividades por una hora	Evacuación de 38 empleados
5	12 de noviembre del 2012	Xoxtla, Puebla	Estación Gas Natural Comprimido	Gas natural	Explosión e incendio	2 personas lesionadas	Extinción y remoción del material inflamable
6	16 julio del 2003	Córdoba, Argentina	Estación de Compresión ECGN	Gas natural	Explosión	Viviendas sufrieron algunos daños	La Estación fue clausurada

IV.1.3. Identificación de Peligros y de Escenarios de Riesgo.

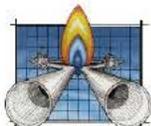
Las técnicas de evaluación de riesgos comparten la meta de identificar peligros en el proceso de manera sistemática y proporcionar un análisis preliminar, dando la primera fase del estudio. Las técnicas comúnmente usadas para esta evaluación deben cumplir los requerimientos de análisis de riesgo contemplados en la OSHA (Occupational Safety and Health Administration), EPA (Environmental Protection Agency) y la CMA (Chemical Manufacturers Association), así como en Literatura especializada como, Loss Prevention in the Process Industries. Frank P. Less, second edition.

Con el objetivo de evaluar el riesgo de presentarse incidentes en la Terminal de Descarga, las técnicas de identificación de riesgos a emplearse estarán en función de la instalación y del tipo y complejidad del proceso.

Las metodologías para utilizar se sustentan con lo establecido en la guía de la ASEA, la cual considera la aplicación de las metodologías listadas en la tabla 26 de la misma guía, en la **Tabla 2** se muestra lo aquí mencionado para la selección de las metodologías.

Tabla 2. Metodologías de Análisis de Riesgo Cualitativo.

Tipo	Nombre
Análisis de Riesgo Cualitativo	¿Qué pasa sí?
	Lista de verificación / ¿Qué pasa sí?



Tipo	Nombre
	Análisis de Peligros y Operabilidad (HAZOP)
	Método Muhlbauer
	Análisis de Modos de Falla y Efecto (FMEA)
	Análisis de Modos de Falla y Efecto y Criticidad (FMEAC)
	Análisis de Confiabilidad Humana (ACH)

De lo anterior, se determinó la aplicación de la metodología HazOp, con el fin de emitir recomendaciones tendientes a controlar y prevenir incidentes, mitigar las consecuencias para evitar pérdidas humanas, daños a la salud, a las instalaciones y medio ambiente.

Análisis Cualitativo de Riesgo.

A. HAZOP

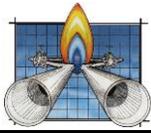
El HazOp fue seleccionado porque es un método completo y por lo regular se utiliza en sistemas de proceso de la industria energética para evaluar el riesgo considerando factores como: tipo de proceso y las condiciones de operación.

El Estudio de HazOp se basa en analizar, en forma metódica y sistemática, el proceso, la operación, la ubicación de los equipos y del personal en las instalaciones, la acción humana (de rutina o no) y los factores externos, revelando las situaciones de riesgo.

Para la realización del análisis de riesgo, se seleccionó la metodología HAZOP por ser la más recomendable para instalaciones, en donde se identifican las desviaciones a las condiciones normales de diseño, así mismo es ampliamente usada para la identificación de peligros y evaluación de riesgos en etapas de diseño y operación.

Los aspectos complementarios en la identificación de peligros y evaluación de riesgos, utilizados en el presente análisis de riesgos, se indican a continuación:

1. HAZOP. Metodología de análisis de riesgos que analiza las variables operacionales de sistemas de tuberías y equipos de proceso, para determinar las posibles desviaciones en la operación de los mismos, mediante la designación de Nodos y la aplicación de palabras guía. Es importante resaltar que con este método se analizan las desviaciones propias que pueden presentarse con la operación, y deriva en recomendaciones que son complementarias para aumentar la seguridad en la operación de la misma.
2. En la elaboración del HAZOP se asignan ponderaciones a los parámetros de Probabilidad y Gravedad, con lo que, en base a lo establecido en la matriz de riesgos seleccionada, se determina el Nivel de riesgo de cada desviación analizada. Durante la asignación de ponderaciones, se consideraron las capas de protección existentes en la instalación.
3. Se identificarán las desviaciones (escenarios) que resultaron de mayor riesgo en el HAZOP, a Juicio de los Expertos, se descartaron aquellos escenarios que no repercuten en fugas o derrames de combustibles con efecto directo al personal, instalaciones y medio ambiente, y como tal no representan un riesgo significativo.
4. Una vez identificadas las desviaciones (escenarios) que resultaron de mayor riesgo en el HAZOP, se propusieron los escenarios de riesgo para realizar el análisis detallado de frecuencias y análisis de consecuencias.



La información necesaria para la Identificación de Peligros y Escenarios de Riesgos de la Terminal de Descarga, se obtuvo de los DTI's y DFP's elaborados por el promovente.

El HAZOP fue realizado bajo el siguiente procedimiento:

1. Selección de nodos.

El proceso se analiza seccionándolo en partes discretas o nodos. Un nodo es generalmente una línea o un recipiente o un procedimiento. Los nodos deben ser bastante pequeños para ser manejables, y a la vez lo bastante grandes para reducir la duplicación y hacer buen uso del tiempo.

2. Registre la intención, los parámetros de diseño y las condiciones de proceso. Es decir, parámetros de diseño del equipo, condiciones de operación normales y máximas. Esto incluye típicamente la temperatura, la presión, la composición, el nivel, el flujo, etc.

3. Repase con el equipo la matriz de desviación preparada previamente para este nodo y agregue otras desviaciones si es necesario.

4. Identificar las causas o las razones por las que las desviaciones pueden ocurrir. Las causas deben ser locales en el origen, es decir, originan en el nodo bajo evaluación. Con el nodo de la alimentación o de la fuente, considere causas en aguas arriba. Donde no haya causas identificadas escribir "ninguna causa".

El estudio del HAZOP sólo considera eventos causales únicos (errores o fallas). Escenarios que requieran de analizar dos fallas separadas, dos errores de operador o una falla más un error son considerados "doble falla" y no son considerados normalmente durante un estudio de HAZOP.

Los drenes y válvulas que están normalmente cerradas, y con tapones o bridas ciegas, no son considerados fuentes de fugas. Similarmente, medidores reemplazables localizados en las tuberías con válvulas de raíz no son consideradas fuentes de fuga, si el procedimiento estándar requiere verificar que la válvula esté cerrada y el sistema al cual está conectado ya sea que este despresurizado o bien que no surja ningún riesgo debido a una fuga, o la apertura de dos válvulas en serie simultáneamente no es considerada una causa creíble para la fuga o mezcla de fluidos, etc.

La Causa deberá estar en el Nodo en cuestión.

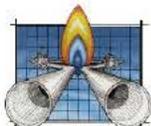
5. Identifique las consecuencias o los resultados de las desviaciones asumiendo que los controles básicos de proceso fallan y las salvaguardas no existen. Considere las consecuencias fuera del nodo así como en el interior. Si no hay consecuencias de que preocuparse, escribir "ninguna consecuencia de preocupación".

Las Consecuencias podrán ser identificadas dentro del nodo o en todo el universo de la planta.

6. Asigne una categoría a la gravedad de las consecuencias identificadas.

7. Asigne una categoría a la probabilidad de ocurrencia de la desviación y de la consecuencia analizada, considerando esta vez los sistemas de control y/o capas de protección válidas, así como cualquier otro modificador de frecuencia que aplique.

8. Identifique las capas adicionales de protección requeridas para reducir el riesgo a un nivel aceptable. Si el riesgo del peligro no se ha reducido a un nivel aceptable, la eficacia de las capas propuestas debe ser mejorada o capas adicionales deben ser agregadas según sea necesario.



9. Identifique las recomendaciones y asigne las responsabilidades. Donde esté clara una solución específica, deberá ser registrada como tal. Los equipos a menudo se detienen a intentar conseguir una recomendación. Es absolutamente apropiado que la recomendación sea investigar las medidas de protección apropiadas. Es también bueno redactar las recomendaciones que permitan una cierta flexibilidad, por ejemplo, diciendo: considerar tales y tal opción. La recomendación se debe escribir con bastante detalle para poder entender el intento sin el resto de la hoja de trabajo delante del lector

IV.1.4. Jerarquización de Escenarios de Riesgo.

Normalmente determinar el riesgo (probabilidad de ocurrencia de un evento indeseado por sus consecuencias) resulta ser un proceso, largo, caro y no simple. Para la jerarquización se utilizan, generalmente las matrices de riesgos o métodos de magnitud de riesgo las cuales se fundamentan en determinar valores, magnitudes o grados de riesgos como resultado de multiplicar la frecuencia de ocurrencia del evento indeseado por la magnitud de sus consecuencias.

Para este ARSH se realiza la jerarquización mediante la matriz de riesgo propuesta por el estándar / norma **MIL-STD-882E**, emitido por el Departamento de Defensa de los Estados Unidos de América (Department Of Defense) en mayo de 2012. A continuación, se presentan las tablas para la ponderación de probabilidad y de gravedad respectivamente.

La determinación del riesgo se hizo como se indica a continuación:

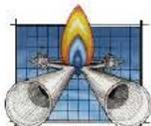
- La puntuación de gravedad se asigna a cada variación del proceso en función de la **Tabla 3**. La puntuación se asigna asumiendo que no hay salvaguardas establecidas, a fin de estimar los máximos daños posibles.
 - Se pondera la consecuencia para los siguientes receptores: Salud del Personal o Población, pérdidas económicas a las Instalaciones o Producción y daños al Medio Ambiente.
 - De las puntuaciones obtenidas para los receptores, se selecciona el de menor valor numérico (peores consecuencias) y es el que se utiliza para calificar la Gravedad.
- Considerando los controles y medidas de reducción de Riesgos (salvaguardas, protecciones o barreras) existentes en el sistema, se asigna el valor de probabilidad para cada desviación del proceso según los criterios de la **Tabla 4**.

Los riesgos evaluados se expresan como un Código de Evaluación de Riesgos (RAC) o una Categoría de Riesgo (CR), que es una combinación de una categoría de gravedad y un nivel de probabilidad. La **Tabla 6**, asigna un nivel de riesgo de Alto, Serio, Medio o Bajo para cada RAC o CR.

- La puntuación de gravedad y probabilidad se combinan para determinar la clasificación o categoría de riesgo, según lo expresado en la Matriz de Evaluación de Riesgos presentada en la **Tabla 5**.

Tabla 3. Categorías de consecuencias sugeridas. (**MIL-STD-882E, 2012**).

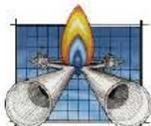
Valor	Categoría	Personas / Población	Instalación Producción	/	Medio Ambiente
1	Catastrófico	Puede resultar en	Pérdida del sistema o		Irreversible impacto



Valor	Categoría	Personas / Población	Instalación Producción /	Medio Ambiente
		muerte o incapacidad total permanente.	proceso. Pérdida monetaria igual o superior a \$ 10 millones.	ambiental severo o significativo, que viola la ley o regulación.
2	Crítico	Puede resultar en discapacidad parcial, lesiones severas o enfermedad laboral que termine en la hospitalización de al menos tres personas.	Daño mayor a la propiedad o al sistema. Pérdida monetaria igual o superior a \$ 1 millón pero inferior a \$ 10 millones.	Reversible impacto ambiental significativo que viola la ley o regulación
3	Marginal o ligero	Puede resultar en herida o enfermedad laboral resultando en uno o más días de trabajo perdidos.	Daño menor a la propiedad o al sistema. Pérdida monetaria igual o superior a \$ 100 mil pero inferior a \$ 1 millón.	Reversible Impacto ambiental mitigable o moderado sin violación de la ley o regulación, donde actividades de restauración son suficientes.
4	Insignificante	Puede resultar en herida o enfermedad sin causar la pérdida de un día de trabajo.	Daño mínimo a la propiedad o al sistema, puede resultar en mantenimientos o reparaciones fuera de lo programado. Pérdida monetaria inferior a \$ 100 mil.	Impacto ambiental mínimo sin violación de la ley o norma.

Tabla 4. Niveles de probabilidad/frecuencia de accidente sugeridos. (MIL-STD-882E, 2012).

Valor	Categoría	Definición	Expresión Cuantitativa	Calificación cualitativa
1	Frecuente	Probable que ocurra a menudo en la vida del elemento o proceso	Probabilidad mayor o igual que 10^{-1}	Se experimenta continuamente
2	Probable	Ocurrirá varias veces en la vida del elemento o proceso	Probabilidad de ocurrencia menor que 10^{-1} pero mayor que 10^{-2} .	Ocurrirá frecuentemente
3	Ocasional	Probable de que ocurra alguna vez en la vida del elemento o proceso	Probabilidad de ocurrencia menor que 10^{-2} pero mayor o igual que 10^{-3}	Ocurrirá varias veces
4	Remoto	Poco probable pero es posible que ocurra en la vida del elemento o proceso	Probabilidad de ocurrencia menor que 10^{-3} pero mayor que 10^{-6} .	Es poco probable, pero es razonable esperar que ocurra
5	Improbable	Improbable, puede ocurrir, o no tener experiencia en la vida	Probabilidad de ocurrencia menor que 10^{-6}	Improbable que ocurra, pero posible.



Valor	Categoría	Definición	Expresión Cuantitativa	Calificación cualitativa
		del elemento o proceso.		

Tabla 5. Matriz de Evaluación de Riesgos. (MIL-STD-882E, 2012).

Probabilidad	Gravedad			
	1. Catastrófica	2. Critico	3. Marginal	4. Insignificante
1. Frecuente	Alto (A1)	Alto (A3)	Serio (B7)	Medio (C13)
2. Probable	Alto (A2)	Alto (A5)	Serio (B9)	Medio (C16)
3. Ocasional	Alto (A4)	Serio (B6)	Medio (C11)	Bajo (D18)
4. Remoto	Serio (B8)	Medio (C10)	Medio (C14)	Bajo (D19)
5. Improbable	Medio (C12)	Medio (C15)	Medio (C17)	Bajo (D20)

A Riesgo Inaceptable
B Riesgo Indeseable

C Aceptable con revisión
D Aceptable sin revisión

Tabla 6. Categorías de Riesgos. (MIL-STD-882E, 2012).

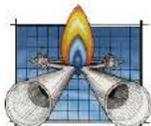
Valor de la evaluación	Categoría del riesgo
1 – 5	Alto
6 – 9	Serio
10 – 17	Medio
18 – 20	Bajo

Fuente: MIL-STD-882E. 2012. Standard Practice For System Safety. Normalizado por Department of Defense of the United States of America.

Fuente: Dinámica Heurística S.A. de C.V., SCRI HAZOP. Análisis de Riesgos y Operabilidad de los Procesos Versión 2.5, Febrero 2015.

De acuerdo con ASEA, los escenarios o desviaciones de mayor riesgo se categorizan en las zonas de riesgo no tolerable y/o ALARP. Haciendo una equivalencia con ASEA, estas desviaciones corresponderán a las zonas de riesgo Inaceptable (Alto, A) y riesgo Indeseable (Serio, B) respectivamente.

Después de la clasificación del riesgo, los escenarios de riesgo ubicados en la zona “no tolerable” (Alto) se deberán considerar para establecer los objetivos de seguridad y salud ocupacional, así como la implementación de medidas de protección adicionales a las instalaciones, de igual manera, se deberá considerar las acciones requeridas de supervisión para asegurar la efectividad y oportunidad.



IV.1.5. Aplicación de la metodología de Identificación de Peligros y Escenarios de Riesgo.

Nodos Seleccionados para el Desarrollo del Análisis de Riesgo de Operabilidad “HAZOP”.

Para facilitar el análisis de riesgos y la aplicación de la técnica HAZOP, se analizaron 4 nodos con apego a los Diagramas de Tubería e Instrumentación, así como de los Diagramas de Flujo de Proceso.

La delimitación de los nodos de estudio se definió en común acuerdo con los integrantes del equipo evaluador de análisis de riesgo, así como con base a las etapas del proceso del sistema de GNC, considerando sus características propias, en estos nodos, se reúnen los equipos y/o sistemas que cumplen funciones específicas, como el sistema de recepción del Gas Natural Comprimido, la descarga, descompresión del gas y la medición del mismo. En la **Tabla 7** se enlistan los nodos seleccionados. Los Diagramas de Tuberías e Instrumentación (DTI's) se muestran en el **Anexo 5**.

Tabla 7. Nodos Seleccionados.

Nodo	Descripción	Documentos de Referencia
1	Descarga de Gas Natural Comprimido	DFP: GNC-SON-BAN-MSE-TD-ASEA-DFG-20_01 (REV C) DTI: GNC-SON-BAN-MSE-TD-ASEA-DTI-20-01 (REV C)
2	Sistema de Descompresión (PRM/PRS)	DFP: GNC-SON-BAN-MSE-TD-ASEA-DFG-20_01 (REV C) DTI: 702401 (REV D)
3	Sistema de calentamiento (HCM)	DFP: GNC-SON-BAN-MSE-TD-ASEA-DFG-20_01 (REV C) DTI: 702401 (REV D)
4	Estación de Medición (EM) de Gas Natural	DFP: GNC-SON-BAN-MSE-TD-ASEA-DFG-20_01 (REV C) DTI: GNC-SON-BAN-MSE-TD-ASEA-DTI-AM-20_01 (REV C)

Ver en el **Anexo 7. Análisis HAZOP**, el desarrollo de cada uno de las Hojas de trabajo HAZOP realizadas para cada Nodo, así como las fronteras establecidas para estos.

El equipo de trabajo se conformó por especialistas de las áreas de ingeniería de proceso, y mantenimiento, seguridad y protección ambiental. Las hojas de trabajo del análisis HazOp se presentan en el **Anexo 7**.

IV.1.6. Resultados de la Jerarquización de Escenarios de Riesgo.

A continuación, se incluyen los resultados de la jerarquización de los escenarios (desviaciones) encontrados en el análisis cualitativo desarrollado:

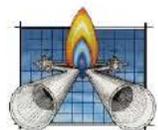
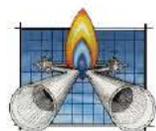
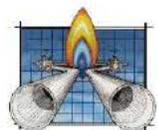


Tabla 8. Jerarquización de los Escenarios de Riesgos Identificados.

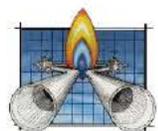
No.	Clave del escenario identificado	Descripción del escenario identificado	Nivel de riesgo	Consecuencia	Frecuencia	Identificación del nodo o sistema	Nombre de la instalación	Sustancia involucrada
1	2.13	Falla en los sellos mecánicos del sistema de descompresión	Serio (B6)	2	3	2	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
2	2.17	Falla del intercambiador de calor (HEX-301 / 302 / 303) del equipo de descompresión.	Serio (B6)	2	3	2	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
3	4.4	Desgaste de sellos de válvulas manuales	Serio (B6)	2	3	4	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
4	1.3	Rotura de las mangueras por movimiento del contenedor móvil (camión)	Serio (B8)	1	4	1	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
5	1.2	Desconexión (conectores) de las líneas (manguera flexible) del panel de decantación	Medio (C10)	2	4	1	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
6	2.4	Válvula reguladora de presión (PCV-301 / 302 / 303) semi-cerrada debido a falla de control o instrumentación	Medio (C10)	2	4	2	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
7	2.7	Válvula reguladora de presión (PCV-301 / 302 / 303) semi-cerrada debido a falla de control o instrumentación	Medio (C10)	2	4	2	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
8	2.10	Línea o manguera rota, corriente arriba	Medio (C10)	2	4	2	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
9	2.14	Descontrol aguas arriba	Medio (C10)	2	4	2	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural



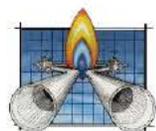
No.	Clave del escenario identificado	Descripción del escenario identificado	Nivel de riesgo	Consecuencia	Frecuencia	Identificación del nodo o sistema	Nombre de la instalación	Sustancia involucrada
10	2.15	Falsa señal del transmisor de presión (PT 301 / 302 / 303 / 304) dentro del equipo	Medio (C10)	2	4	2	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
11	2.18	Condiciones ambientales extremas	Medio (C10)	2	4	2	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
12	3.4	Tubería del intercambiador de calor, obstruida	Medio (C10)	2	4	3	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
13	3.5	Tubería del intercambiador de calor, obstruida	Medio (C10)	2	4	3	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
14	3.7	Operador fija la temperatura demasiado alta en el intercambiador de calor	Medio (C10)	2	4	3	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
15	3.9	Línea de suministro de agua obstruida o bloqueada	Medio (C10)	2	4	3	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
16	4.5	Fisura en línea de conducción de gas natural por golpe de terceras partes durante el mantenimiento	Medio (C10)	2	4	4	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
17	4.7	Descontrol corriente arriba	Medio (C10)	2	4	4	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
18	2.6	Válvula manual (HV-301 / 307) parcialmente cerrada	Medio (C11)	3	3	2	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
19	2.20	Falla o interrupción del suministro de energía eléctrica.	Medio (C11)	3	3	2	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
20	2.22	Saturación del filtro (CF-	Medio (C11)	3	3	2	Terminal de	Gas Natural



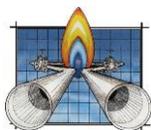
No.	Clave del escenario identificado	Descripción del escenario identificado	Nivel de riesgo	Consecuencia	Frecuencia	Identificación del nodo o sistema	Nombre de la instalación	Sustancia involucrada
		301) debido a alto contenido de líquidos / sólidos en la corriente de gas					Descarga mina santa Elena	
21	1.6	Válvula de alivio del contenedor móvil, abierta por falla	Medio (C14)	3	4	1	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
22	1.8	Válvula check (CV-100 / 110), cerrada por falla	Medio (C14)	3	4	1	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
23	1.10	Exposición a radiación de calor externo a la instalación (incendio aledaño)	Medio (C14)	3	4	1	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
24	1.11	Material de las líneas o mangueras defectuoso (fuera de especificaciones).	Medio (C14)	3	4	1	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
25	2.8	Filtro (CF-301) parcialmente obstruido	Medio (C14)	3	4	2	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
26	2.9	Línea o manguera rota, corriente arriba	Medio (C14)	3	4	2	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
27	2.11	Cierre de la válvula bola con actuador neumático (ABV-301) por falsa señal del Panel de Control.	Medio (C14)	3	4	2	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
28	2.12	Bloqueo u obstrucción de la línea corriente arriba	Medio (C14)	3	4	2	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
29	2.16	Falla del intercambiador de calor (HEX-301 / 302 / 303) del equipo de descompresión.	Medio (C14)	3	4	2	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural



No.	Clave del escenario identificado	Descripción del escenario identificado	Nivel de riesgo	Consecuencia	Frecuencia	Identificación del nodo o sistema	Nombre de la instalación	Sustancia involucrada
30	3.1	Daño en el aislamiento de la línea	Medio (C14)	3	4	3	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
31	3.2	Falla del intercambiador de calor (HEX 301 / 302 / 302) del equipo	Medio (C14)	3	4	3	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
32	3.3	Falla del intercambiador de calor (HEX 301 / 302 / 302) del equipo	Medio (C14)	3	4	3	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
33	3.6	Operador fija la temperatura demasiado alta en el intercambiador de calor	Medio (C14)	3	4	3	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
34	3.8	Falla del transmisor de temperatura	Medio (C14)	3	4	3	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
35	3.10	Línea de suministro de glicol parcialmente obstruida o bloqueada	Medio (C14)	3	4	3	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
36	4.2	Válvula de esfera (HVB-001-4"-150), cerrada involuntariamente	Medio (C14)	3	4	4	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
37	4.6	Descontrol corriente arriba	Medio (C14)	3	4	4	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
38	4.8	Falta de recubrimiento anticorrosivo	Medio (C14)	3	4	4	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
39	2.19	Exposición a radiación de calor externo a la instalación (incendio aledaño)	Medio (C15)	2	5	2	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
40	2.21	Descargas de energía estática (presencia de corrientes parásitas)	Medio (C15)	2	5	2	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural



No.	Clave del escenario identificado	Descripción del escenario identificado	Nivel de riesgo	Consecuencia	Frecuencia	Identificación del nodo o sistema	Nombre de la instalación	Sustancia involucrada
41	1.1	Tanque de suministro de GNC vacío (aguas arriba)	Medio (C17)	3	5	1	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
42	1.9	Condiciones ambientales extremas	Medio (C17)	3	5	1	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
43	2.1	Válvula manual (HV-301 / 307) cerrada por distracción del operador	Bajo (D18)	4	3	2	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
44	2.2	Paro no programado del equipo de descompresión	Bajo (D18)	4	3	2	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
45	2.3	Línea de entrada al sistema de descompresión obstruida o bloqueada	Bajo (D18)	4	3	2	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
46	2.5	Línea de entrada al sistema de descompresión parcialmente obstruida o bloqueada	Bajo (D19)	4	4	2	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
47	4.1	Sin alimentación de gas natural corriente arriba	Bajo (D19)	4	4	4	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
48	4.3	Válvula de esfera (HVB-001-4"-150), semi-cerrada involuntariamente	Bajo (D19)	4	4	4	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
49	1.4	Válvula bola de corte (BV-100/110) cerrada involuntariamente	Bajo (D20)	4	5	1	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
50	1.5	Válvula bola de corte (BV-100 / 110) semi-cerrada debido a falla mecánica	Bajo (D20)	4	5	1	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural
51	1.7	Bloqueo u obstrucción de alguna manguera	Bajo (D20)	4	5	1	Terminal de Descarga mina santa Elena	Gas Natural



De acuerdo a los resultados de las Hojas de Trabajo HAZOP, se obtuvieron 51 desviaciones (escenarios) con niveles Bajo, Medio y Serio, repartidos de la siguiente manera; 9 con categoría de riesgo “Bajo”, 38 con categoría “Medio” y 4 de riesgo “Serio”. De acuerdo a lo anterior, el 92% de los riesgos encontrados se categorizan en la zona de riesgo “Tolerable”, el 8% en la zona ALARP, y ninguna desviación en la zona de riesgo “No Tolerable”.

Cabe señalar que durante la jerarquización de riesgos, para la ponderación de las frecuencias, se consideraron los controles y medidas de reducción de riesgos (salvaguardas, protecciones o barreras), mientras que para la ponderación de las consecuencias, no se consideraron estos controles y medidas de reducción de riesgos, específicas para mitigar las consecuencias de los escenarios de riesgo identificados, a fin de estimar los máximos daños posibles, lo anterior, en observancia de la guía para la elaboración de Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos.

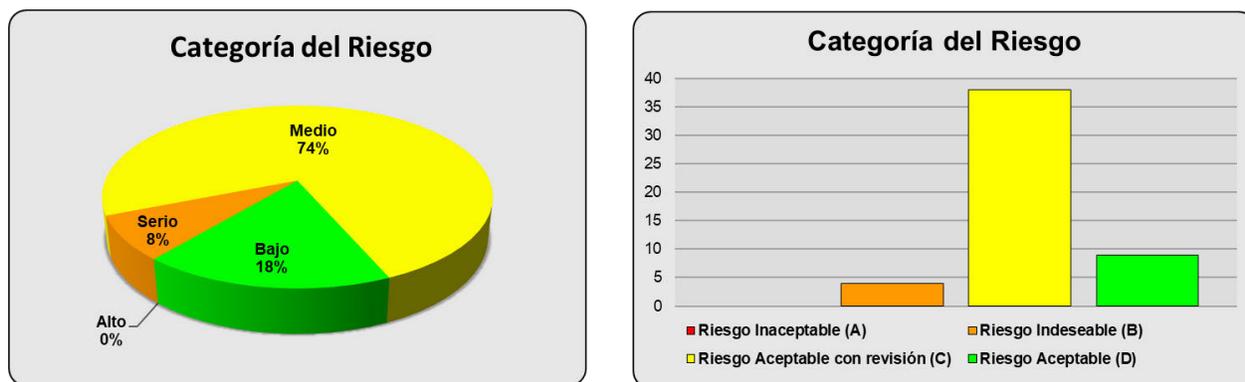


Figura 1. Graficas de los Resultados de la Jerarquización de escenarios.

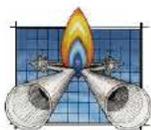
Es importante señalar que el sistema de calentamiento (HCM), al ser un equipo auxiliar del sistema de descompresión y además de que maneja una mezcla agua / glicol, no se puede considerar de alto riesgo, sin embargo, las fallas de este, pueden llegar a repercutir significativamente en el óptimo funcionamiento del equipo de descompresión y representar un riesgo considerable. **Ver Desviaciones del Nodo 2 y Anexo 7. Análisis HAZOP.**

IV.2. Análisis Cuantitativo de Riesgo.

Una vez concluido el análisis cualitativo de riesgo en los numerales anteriores, se han encontrado 4 escenarios de riesgo ubicados en la región Tipo “B - Serio” definidos como ALARP, mientras que no se identificaron tipo “A - Alto” definidos como No tolerables. Estos escenarios de riesgo, se considerarán para un análisis cuantitativo de riesgo, el cual se compone de la evaluación detallada de frecuencias y de la evaluación detallada de consecuencias.

IV.2.1. Análisis Detallado de Frecuencias.

Para desarrollar el análisis detallado de frecuencias se aplicará la metodología de Árbol de Fallas, esto debido a que la metodología nos proporciona por un lado, la frecuencia de ocurrencia de la falla y por otro lado, nos permite conocer cuáles son los elementos relacionados y que contribuyen a que la falla se presente.



A continuación se enlistan los escenarios seleccionados para el análisis de frecuencias.

Tabla 9. Escenarios seleccionados para el análisis de frecuencias

Nodo / Desviación	Descripción del Escenario		Frecuencia
1 / 1.3	Sin flujo	Fuga de Gas Natural en una de las mangueras de descarga, a causa de la rotura de la misma debido al movimiento inesperado del camión durante la descarga de GNC.	4
2 / 2.13	Baja presión	Fuga de Gas Natural en el equipo de descompresión, a causa de la falla de los sellos mecánicos del equipo.	3
2 / 2.17	Alta temperatura	Fuga de Gas Natural en la válvula reguladora de presión (PCV-301 / 302 / 303), debido al aumento de temperatura por falla en el sistema de calentamiento.	3
4 / 4.4	Bajo flujo	Fuga de Gas Natural por desgaste de sellos en válvula manual	3

B. ÁRBOL DE FALLAS.

El árbol de fallas es una herramienta empleada para el análisis de probabilidades de ocurrencia de algún evento 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, apoyado 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 Top", 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.

Puede ser un complemento de otras técnicas de análisis de riesgos, como ya se mencionó, para analizar un evento con alto grado de riesgo encontrados con otras técnicas como el HAZOP.

El Análisis de Árbol de Fallas descompone un accidente en sus elementos contribuyentes, ya sean estas fallas humanas, de equipos de planta o sucesos externos, etc.

El resultado es una representación lógica en la que aparecen cadenas de sucesos capaces de generar el suceso culminante que ocupa la cúspide de Árbol de Fallas. Para la representación lógica se utiliza la simbología que se muestra en la **Tabla 10**.

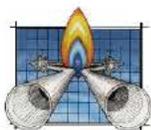
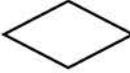
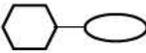


Tabla 10. Simbología Utilizada por el Análisis de Árbol de Fallas.

Símbolo	Aplicación
	Sucesos intermedios: Resultan de la interacción de otro suceso, que a su vez se desarrolla mediante puertas lógicas.
	Sucesos Básicos: Constituyen la base de la raíz del árbol. No necesitan desarrollo posterior en otros sucesos.
	Sucesos no desarrollados: No son sucesos básicos y podrían desarrollarse más, pero el desarrollo no se considera necesario o no se dispone de la suficiente información
	Puerta "O" Representan la operación lógica que requiere la ocurrencia de uno o más sucesos de entrada para producir el proceso de salida.
	Puerta "Y" Representan la operación lógica que requiere la ocurrencia de todos los signos de entrada para producir el proceso de salida
	Puerta inhibición: Representa la operación lógica que requiere la ocurrencia del suceso de entrada y la satisfacción de una condición de inhibición
	Condición externa: Se utiliza para indicar la condición o un suceso que existe como parte del escenario en que se desarrolló el árbol de fallas.
	Transferencia: Se utilizan para continuar el desarrollo del árbol de fallas en otra parte (por ejemplo, en otra página por falta de espacio).

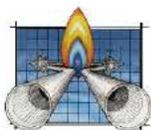
La metodología empleada consiste en representar cada interrelación con un símbolo del álgebra de Boole.

Si para la ocurrencia de un evento se requiere que dos o más condiciones se cumplan simultáneamente, se utiliza el símbolo "AND" y si para la ocurrencia sólo se requiere que una de dos o más condiciones se cumpla, se usa 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.

En este caso de analizar los modos y efectos de fallas en la Estación 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.

Para la determinación del valor de probabilidad en los sistemas que conforman la Terminal, se recurrió a un árbol de falla, 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 **Tabla 11**:

Tabla 11. Valor de probabilidad de ocurrencia de fallas.

Orden de magnitud	Cuantitativo	Expresión intuitiva: Duración fallo / Tiempo total	Calificación (Cualitativa)
10^{-1}	0.1	1 mes / año	Muy probable
10^{-2}	0.01	4 días / años	Probable
10^{-3}	0.001	1 turno / año	Medianamente probable
10^{-4}	0.0001	2 turno / 5 años	Improbable
10^{-5}	0.00001	1 hora / 10 años	Remotamente probable
10^{-6}	0.000001	1 hora / 100 años	Muy improbable

Fuente: Health and Safety Briefing No 26a Sept. 2004.
The Institution of Electrical Engineers.

Se realizó el árbol de fallas para accidentes a causa del mantenimiento, corrosión, sobrepresión, entre otros y se obtuvo la información de las probabilidades de falla de los componentes involucrados en los posibles escenarios, y de esta manera, se pueden dar las asignaciones de probabilidad de ocurrencia a cada falla que participe en distintos eventos. En las **Figuras 2, 3 y 4** se plasman los árboles de falla para las desviaciones que ocasionan una Fuga de Gas Natural y en la **Figura 5**, se integra el árbol de falla para el riesgo de incendio y/o explosión.

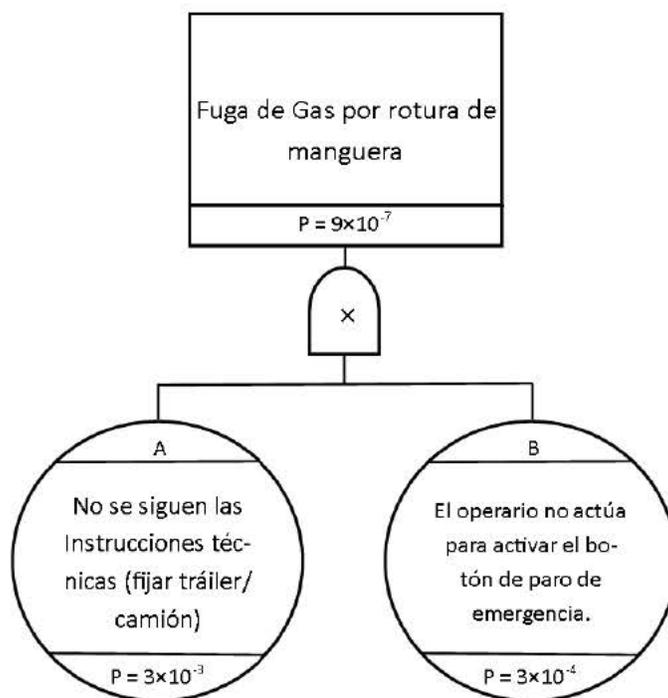


Figura 2. Árbol de Fallas del escenario 1.3 del Nodo 1. Rotura de manguera de descarga por movimiento del camión durante la descarga de GNC.

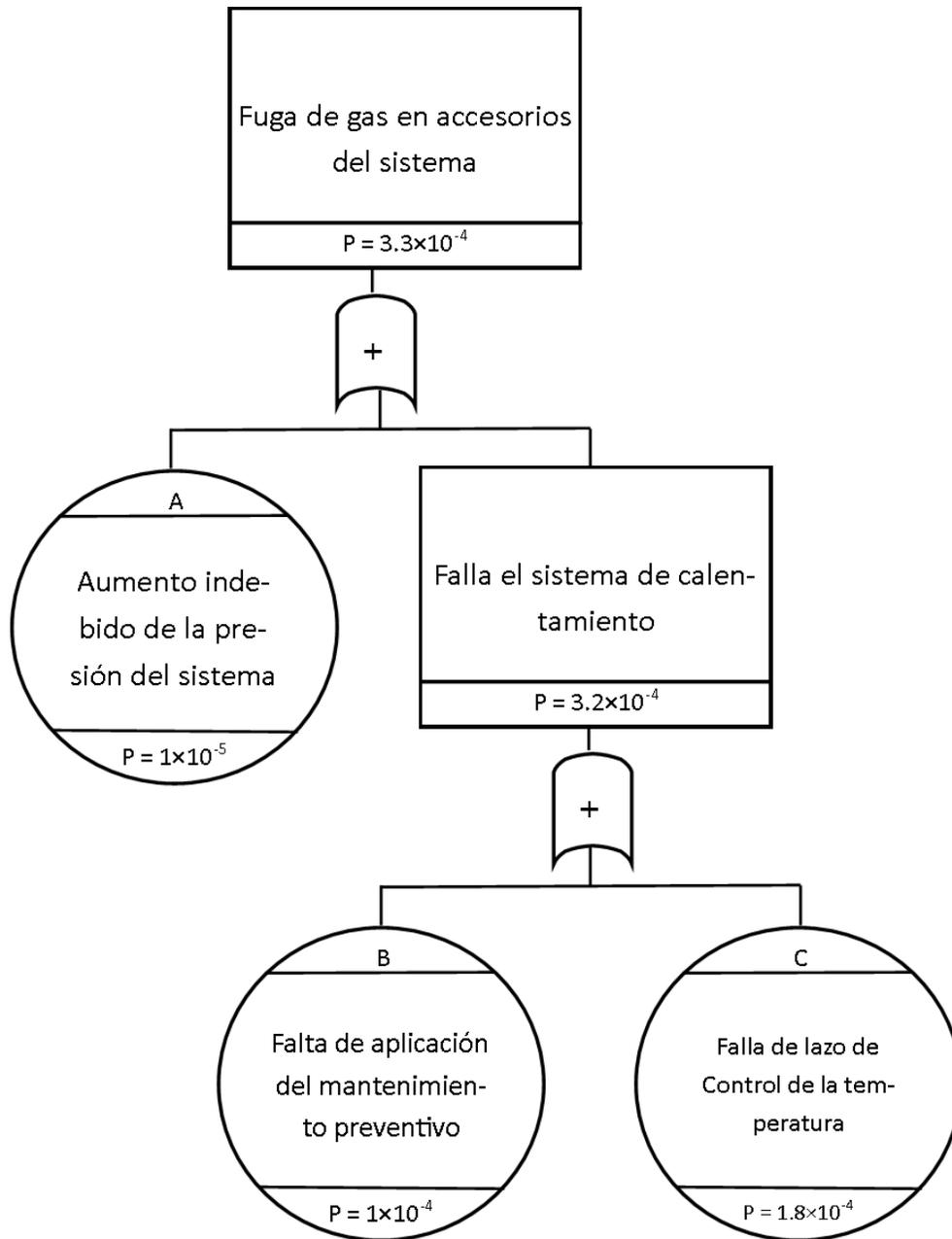
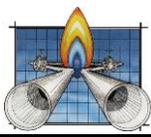


Figura 3. Árbol de Fallas del escenario 2.17 del Nodo 2. Fuga en válvula reguladora de presión (PCV-301 / 302 / 303) por falla en el sistema de calentamiento.

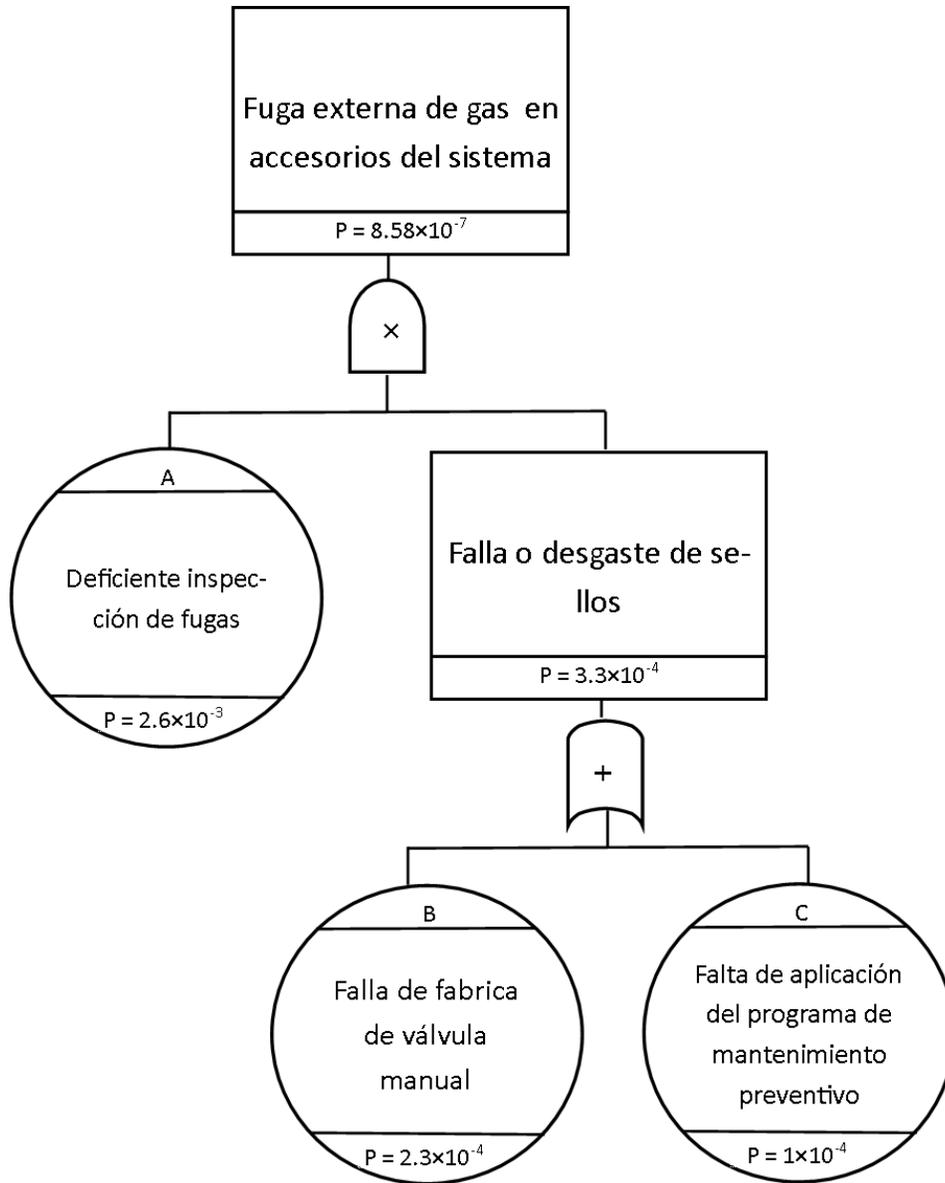
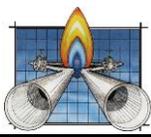
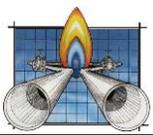


Figura 4. Árbol de Fallas del escenario 4.4 del Nodo 4. Fuga de gas por desgaste de sellos en válvula manual.



Referencias

Storch de Gracias, J (2008) "Seguridad industrial en plantas químicas y energéticas"

Haasl, David F. (1981) "Fault tree handbook"

U.S. Nuclear Regulatory Commission (1975) "Reactor Safety Study (WASH 1400)"

HSE (2012) "Failure rate data for use within risk assessments"

Lees, Frank. (2004). "Loss Prevention in the Process Industries". 3rd Edition., Hazard Identification, Assessment and Control.

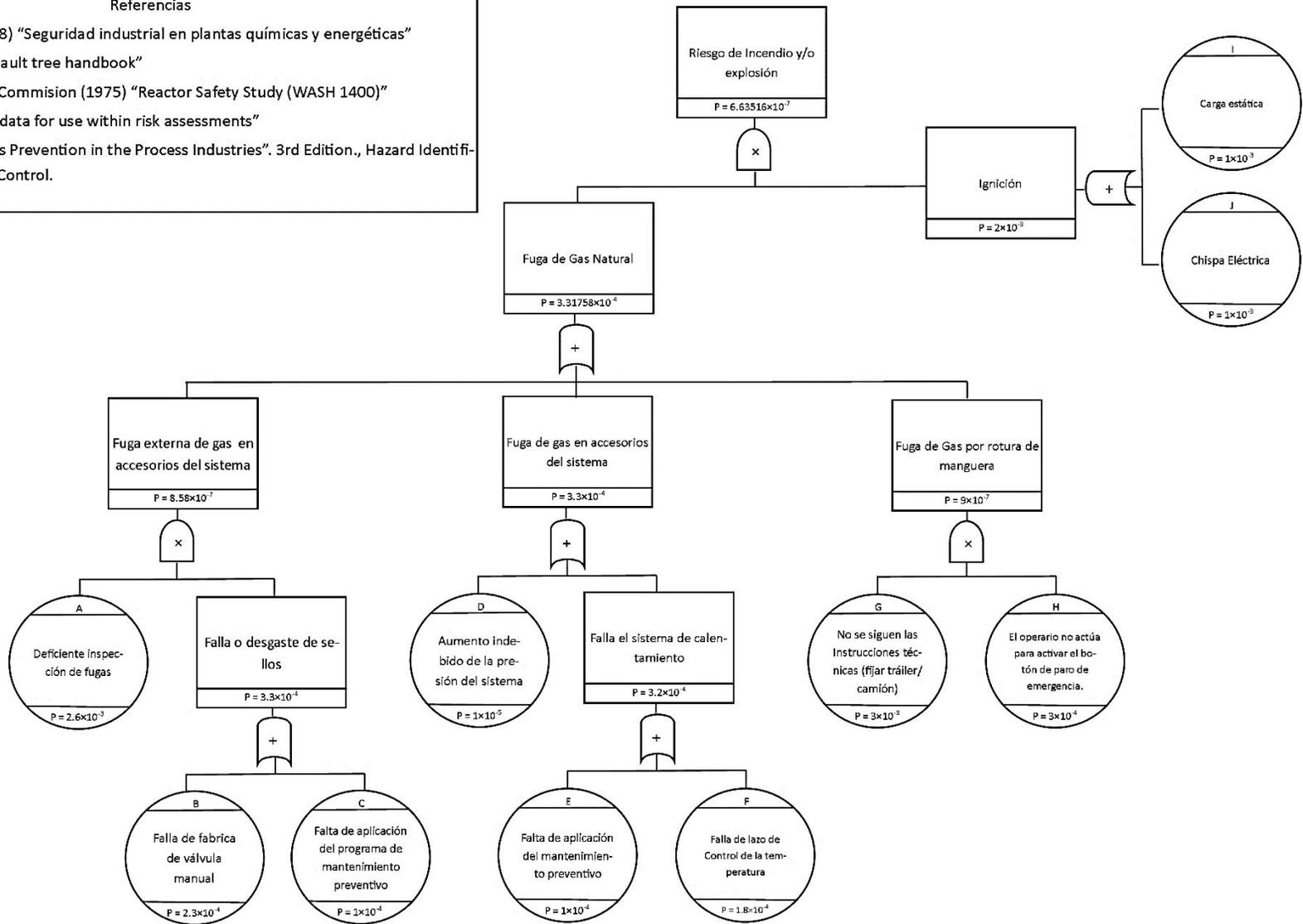
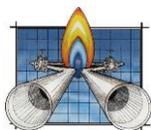


Figura 5. Árbol de Fallas. Riesgo de incendio y/o explosión por la fuga de gas natural.

Ver Anexo 7. Árbol de Falla



Para el escenario 2.13 del nodo 2, no fue necesario desarrollar árbol de falla, ya que se encontraron las probabilidades de falla para el tipo de fallo descrito en la desviación:

1. Escenario 2.13 del nodo 2; Fuga de Gas Natural en el equipo de descompresión, a causa de la falla de los sellos mecánicos del equipo: probabilidad de Falla de 1×10^{-3}

Storch de Gracias, J (2008) "Seguridad industrial en plantas químicas y energéticas"

Haasl, David .F. (1981) "Fault tree handbook"

U.S. Nuclear Regulatory Commision (1975) "Reactor Safety Study (WASH 1400)"

HSE (2012) "Failure rate data for use within risk assessments"

Lees, Frank. (2004). "Loss Prevention in the Process Industries".
3rd Edition., Hazard Identifi-cation, Assessment and Control.

IV.2.2. Análisis Detallado de Consecuencias.

Una vez desarrollados los numerales anteriores y seleccionados los escenarios de riesgo, se realiza la elaboración del análisis de consecuencias, estos escenarios serán presentados de acuerdo con lo especificado en el apartado 5.4.2.2 de la Guía para elaboración de análisis de riesgo del sector hidrocarburos de la ASEA. Ver Catalogo de escenarios en **Tabla 12**.

A continuación, se mencionan las consideraciones generales para el programa de simulación matemática:

- Las composiciones de los combustibles se especifican en las hojas de datos de seguridad (HDS).
- El tiempo de duración de la fuga está concebido como el tiempo de cierre de los sistemas de bloqueo en la instalación para atención del evento. Dentro de los sistemas se tiene un sistema de cierre automático. El sistema automático corresponde al sistema de paro de emergencia, mandando a cierre las válvulas de corte o aislamiento de las áreas.
- Las condiciones meteorológicas serán bajo el siguiente criterio:
 - Estabilidad pasquil: 1.5 / F
 - Temperatura máxima ambiental: 30.5°C
 - Humedad relativa: 62 %
 - Velocidad del Viento 16 km/h
 - Dirección del viento: NE - SO
 - Las condiciones ambientales y meteorológicas permanecen constantes durante el tiempo del evento.
- El flujo para cada escenario simulado es el equivalente de la capacidad de cada componente o elemento del proyecto.
- Las condiciones de operación fueron establecidas de acuerdo con la FOP y DFP.

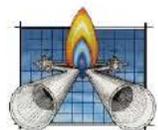
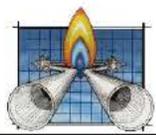


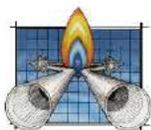
Tabla 12. Escenarios de Riesgo Propuestos.

Nº	Clave de escenario (Nota 1)	Descripción del escenario identificado	Correspondencia de Escenario en HAZOP	Nivel de Riesgo	Diámetro de fuga (pulgadas)	Condiciones de Operación			Duración de la fuga (segundos)	Tasa de masa liberada (kg/s)	Inventario (kg)
						Presión (Bar)	Temperatura (°C)	Flujo (Sm³/h)			
1	E1-N01-PC-TD_MSE.	Fuga de Gas Natural (rotura equivalente al 100% de 1" Ø) en una de las mangueras de descarga, a causa de la rotura de la misma debido al movimiento inesperado del camión durante la descarga de GNC.	Nodo 1, desviación 1.3	Serio (B8)	1"	248.21	-15	2,000	60	2.70207E+00 1 kg/s	1,621.242 kg
2	E2-N02-CMP-TD_MSE.	Fuga de Gas Natural en el equipo de descompresión, a causa de la falla de los sellos mecánicos del equipo.	Nodo 2, desviación 2.13	Serio (B6)	0.59"	248.21	25	2,000	60	7.80953E+00 0 kg/s	468.571 kg
3	E3-N02-PC-TD_MSE.	Fuga de Gas Natural (rotura equivalente al 100% de 1.5" Ø) en la válvula reguladora de presión (PCV-301 / 302 / 303) localizada en la entrada del sistema reductor de presión (PRM / PRS), debido al aumento de temperatura por falla en el sistema de calentamiento y por ende sobrepresión en la línea de conducción del GNC.	Nodo 2, desviación 2.17	Serio (B6)	1.5"	248.21	25	2,000	60	5.04782E+00 1 kg/s	3,028.692 kg
4	E4-N02-CMP-TD_MSE.	Fuga de Gas Natural (rotura equivalente al 20% de 1.5" Ø) en la válvula reguladora de presión (PCV-301 / 302 / 303) localizada en la entrada del sistema reductor de presión (PRS), debido al aumento de temperatura por falla en el sistema de calentamiento y por ende sobrepresión en la línea de conducción del GNC.	Nodo 2, desviación 2.17	Serio (B6)	0.3"	248.21	25	2,000	60	2.01913E+00 0 kg/s	121.147 kg
5	E5-N04-PC-TD_MSE.	Fuga de Gas Natural (rotura equivalente al 100% de 4" Ø) en la válvula de esfera (HVB-001-4".	Nodo 4, desviación 4.4	Serio (B6)	4"	4.00	25	2,000	60	5.86747E+00 0 kg/s	352.048 kg



N o	Clave de escenario (Nota 1)	Descripción del escenario identificado	Corresponde ncia de Escenario en HAZOP	Nivel de Riesgo	Diámetro de fuga (pulgadas)	Condiciones de Operación			Duración de la fuga (segundos)	Tasa de masa liberada (kg/s)	Inventario (kg)
						Presión (Bar)	Temperatura (°C)	Flujo (Sm ³ /h)			
		150), por falta de aplicación del programa de mantenimiento (desgaste de sellos) aunado a la presión ejercida por el gas natural.									
6	E6-N04- CMP- TD_MSE.	Fuga de Gas Natural (rotura equivalente al 20% de 4" Ø) en la válvula de esfera (HVB-001-4"-150), por falta de aplicación del programa de mantenimiento (desgaste de sellos) aunado a la presión ejercida por el gas natural.	Nodo 4, desviación 4.4	Serio (B6)	0.8"	4.00	25	2,000	60	2.34699E- 001 kg/s	1,408.194 kg

Nota 1. Claves de escenarios; **E1** (Número consecutivo del Escenario propuesto). **N01** (Número del nodo evaluado en metodología cualitativa). **PC** (Tipo de caso): **CMP**: Caso Más Probable y/o **PC**: Peor caso (considerando la gravedad de las consecuencias, liberación masiva, rotura total de tubería/ducto y/o recipiente/equipo). **TD_MSE** (Clave asignada al proyecto de la Terminal de Descarga Mina Santa Elena).



Derivado de los escenarios seleccionados para las simulaciones, se presentan los datos empleados en cada escenario y los resultados para cada evento de riesgo de acuerdo con el Anexo 2 de la Guía para elaboración de análisis de riesgo del sector hidrocarburos de la ASEA, presentando los criterios técnicos para determinar los datos alimentados al simulador, presiones, temperaturas de operación y los diámetros del orificio considerados.

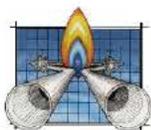
Así mismo, para poder definir los límites de las zonas de riesgo y zonas de seguridad entorno a los escenarios simulados, se utilizan los criterios determinados en la Tabla 31 de la Guía para elaboración de análisis de riesgo del sector hidrocarburos de la ASEA, misma que se muestra a continuación:

Tabla 13. Parámetros para la determinación de las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento.

	Zona de alto riesgo por daño a equipos	Zona de Alto Riesgo	Zona de Amortiguamiento
Inflamabilidad (Radiación Térmica)	Rango de 12.5 KW/m ² a 37.5 KW/m ²	5.0 KW/m ²	1.4 KW/m ²
Explosividad (Sobrepresión)	Rango de 3 lb/in ² a 10 lb/in ²	1.0 lb/in ² (0.070 kg/cm ²)	0.5 lb/in ² (0.035 kg/cm ²)

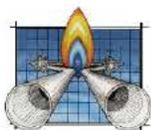
Datos empleados en cada escenario:

I. Datos Generales									
Elaboró	Ingeniería Ambiental Consultores, S.A. de C.V.			Fecha	11/2020	Software de simulación	PHAST versión 6.7		
Proyecto	Terminal de Descarga Mina Santa Elena								
II. Datos del escenario									
Clave	E1-N01-PC-TD_MSE.				Peor Caso		<input checked="" type="radio"/>		
					Caso más Probable		<input type="radio"/>		
					Caso Alternativo		<input type="radio"/>		
Descripción	Fuga de Gas Natural (rotura equivalente al 100% de 1" Ø) en una de las mangueras de descarga, a causa de la rotura de la misma debido al movimiento inesperado del camión durante la descarga de GNC.								
Objetivo	Determinar las posibles afectaciones, al personal, al medio ambiente y a las instalaciones, de presentarse el escenario.								
Modelo(s) Empleado(s) en la simulación									
Dardo de fuego (jet fire)	<input checked="" type="radio"/>	Charco de fuego (Pool fire)	<input type="radio"/>	Explosión de nube de vapor confinada (CVCE)	<input type="radio"/>	Explosión física de recipiente a presión	<input type="radio"/>		
BLEVE/ bola de fuego (fire ball)	<input type="radio"/>	Flamazo de nube de vapor (flash fire)	<input type="radio"/>	Explosión de nube de vapor no confinada (UVCE)	<input checked="" type="radio"/>	Nube tóxica	<input type="radio"/>		
III. Sustancias Involucradas									
Nombre de la Sustancia		Gas Natural							
Componente	% mol	% peso	% Vol.	LFL %	UFL %	IDLH ppm	TLV(8 H TWA)	TLV (15MIN STEL)	Densidad (kg/m ³)
Metano			83.0	4.5	14.5	1000			0.0554
Etano			11.0						
CO ₂			3.0						
Oxígeno			0.2						
IV. Condiciones de Confinamiento y Características de Liberación									
Tipo de recipiente									
Cilindro		Esfera			Tubería			Otro:	Manguera
Altura (m)		Diámetro (m)			Longitud (m)			Dimensiones	1 pulgada
Diámetro (m)				Diámetro (m)					
Condiciones de Operación					Estado físico				
Presión:		Temperatura		Flujo		Líquido		Vapor	Líquido / Vapor



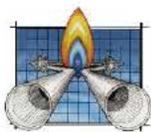
248.21 bar	-15 °C	2,000 Sm ³ /h					
Tipo de fuga		Características del orificio de fuga		Dirección de la fuga			
Falla catastrófica		Área		Vertical			
Liberación en válvula de alivio		Diámetro	1 pulgada	Horizontal			
Orificio en Cuerpo o Tubería		Coef. de pérdida del orificio		Hacia abajo			
Cizalla de Tubería, otro				Golpea contra			
Tipo de liberación		Punto de fuga		Tiempo estimado de liberación (s)	60 s		
Continua		Elevación (m)		Inventario fugado (kg)	1,621.242 kg		
Masiva		Altura (m)	1 m	Tasa de liberación (kg/s)	2.70207E+001 kg/s		
V. Condiciones atmosférica y tipo de suelo							
Estabilidad atmosférica			1.5 / F				
Temperatura atmosférica			30.5 °C				
Presión atmosférica			759 mmHg				
Temperatura del suelo (si es distinta a la atmosférica)			---				
Porcentaje de Humedad Relativa			62%				
Direcciones dominantes y velocidad del viento			16 km/h NE-SO				
Tipo de suelo (rugosidad empleada)			---				
VI. Resumen de resultados (Distancias y afectaciones)							
	Radios por radiación térmica			Radios por sobrepresión			
Clase de evento	Otro	Zona de seguridad		Clase de evento	Otro	Zona de seguridad	
	Alto Riesgo (daño a equipos)	Alto Riesgo	Amortiguamiento		Alto Riesgo (daño a equipos)	Alto Riesgo	Amortiguamiento
	12.5-37.5 kW/m ²	5 kW/m ²	1.4 kW/m ²		3-10 lb/cm ²	1 lb/cm ²	0.5 lb/cm ²
Chorro de fuego (Jet fire)	84.04 – 73.48 m	96.80 m	125.61 m	Ignición tardía (explosión)	182.31 – 170.92 m	205.75 m	235.16 m

I. Datos Generales									
Elaboró	Ingeniería Ambiental Consultores, S.A. de C.V.			Fecha	11/2020	Software de simulación	PHAST versión 6.7		
Proyecto	Terminal de Descarga Mina Santa Elena								
II. Datos del escenario									
Clave	E2-N02-CMP-TD_MSE.					Peor Caso			
						Caso más Probable	●		
						Caso Alterno			
Descripción	Fuga de Gas Natural en el equipo de descompresión, a causa de la falla de los sellos mecánicos del equipo.								
Objetivo	Determinar las posibles afectaciones, al personal, al medio ambiente y a las instalaciones, de presentarse el escenario.								
Modelo(s) Empleado(s) en la simulación									
Dardo de fuego (jet fire)	●	Charco de fuego (Pool fire)		Explosión de nube de vapor confinada (CVCE)		Explosión física de recipiente a presión			
BLEVE/ bola de fuego (fire ball)		Flamazo de nube de vapor (flash fire)		Explosión de nube de vapor no confinada (UVCE)	●	Nube tóxica			
III. Sustancias Involucradas									
Nombre de la Sustancia		Gas Natural							
Componente	% mol	% peso	% Vol.	LFL %	UFL %	IDLH ppm	TLV(8 H TWA)	TLV (15MIN STEL)	Densidad (kg/m³)
Metano			83.0	4.5	14.5	1000			0.0554
Etano			11.0						
CO ₂			3.0						
Oxigeno			0.2						
IV. Condiciones de Confinamiento y Características de Liberación									
Tipo de recipiente									
Cilindro		Esfera		Tubería		Otro:	Fuga interna		



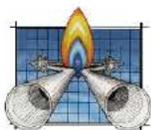
Altura (m)		Diámetro (m)		Longitud (m)		Dimensiones	del equipo
Diámetro (m)				Diámetro (m)			0.59 pulgadas
Condiciones de Operación				Estado físico			
Presión:	Temperatura	Flujo		Líquido	Vapor	Líquido / Vapor	
248.21 bar	25 °C	2,000 Sm ³ /h			●		
Tipo de fuga		Características del orificio de fuga		Dirección de la fuga			
Falla catastrófica		Área		Vertical			
Liberación en válvula de alivio		Diámetro		0.59 pulgadas			
Orificio en Cuerpo o Tubería	●	Coef. de pérdida del orificio		Hacia abajo			
Cizalla de Tubería, otro				Golpea contra			
Tipo de liberación		Punto de fuga		Tiempo estimado de liberación (s)		60 s	
Continua	●	Elevación (m)		Inventario fugado (kg)		468.571 kg	
Masiva		Altura (m)		1 m		Tasa de liberación (kg/s)	
						7.80953E+000 kg/s	
V. Condiciones atmosférica y tipo de suelo							
Estabilidad atmosférica				1.5 / F			
Temperatura atmosférica				30.5 °C			
Presión atmosférica				759 mmHg			
Temperatura del suelo (si es distinta a la atmosférica)				---			
Porcentaje de Humedad Relativa				62%			
Direcciones dominantes y velocidad del viento				16 km/h NE-SO			
Tipo de suelo (rugosidad empleada)				---			
VI. Resumen de resultados (Distancias y afectaciones)							
Radio por radiación térmica				Radio por sobrepresión			
Clase de evento	Otro	Zona de seguridad		Clase de evento	Otro	Zona de seguridad	
	Alto Riesgo (daño a equipos)	Alto Riesgo	Amortiguamiento		Alto Riesgo (daño a equipos)	Alto Riesgo	Amortiguamiento
	12.5-37.5 kW/m ²	5 kW/m ²	1.4 kW/m ²		3-10 lb/cm ²	1 lb/cm ²	0.5 lb/cm ²
Chorro de fuego (Jet fire)	38.70 – 30.50 m	47.22 m	65.88 m	Ignición tardía (explosión)	80.98 – 75.37 m	92.53 m	107.01 m

I. Datos Generales									
Elaboró	Ingeniería Ambiental Consultores, S.A. de C.V.	Fecha	11/2020	Software de simulación	PHAST versión 6.7				
Proyecto	Terminal de Descarga Mina Santa Elena								
II. Datos del escenario									
Clave	E3-N02-PC-TD_MSE.				Peor Caso	●			
					Caso más Probable				
					Caso Alternativo				
Descripción	Fuga de Gas Natural (rotura equivalente al 100% de 1.5" Ø) en la válvula reguladora de presión (PCV-301/302/303) localizada en la entrada del sistema reductor de presión (PRM / PRS), debido al aumento de temperatura por falla en el sistema de calentamiento y por ende sobrepresión en la línea de conducción del GNC.								
Objetivo	Determinar las posibles afectaciones, al personal, al medio ambiente y a las instalaciones, de presentarse el escenario.								
Modelo(s) Empleado(s) en la simulación									
Dardo de fuego (jet fire)	●	Charco de fuego (Pool fire)		Explosión de nube de vapor confinada (CVCE)		Explosión física de recipiente a presión			
BLEVE/ bola de fuego (fire ball)		Flamazo de nube de vapor (flash fire)		Explosión de nube de vapor no confinada (UVCE)	●	Nube tóxica			
III. Sustancias Involucradas									
Nombre de la Sustancia		Gas Natural							
Componente	% mol	% peso	% Vol.	LFL %	UFL %	IDLH ppm	TLV(8 H TWA)	TLV (15MIN STEL)	Densidad (kg/m ³)
Metano			83.0	4.5	14.5	1000			0.0554



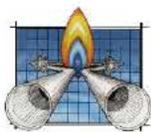
Etano			11.0						
CO ₂			3.0						
Oxígeno			0.2						
IV. Condiciones de Confinamiento y Características de Liberación									
Tipo de recipiente									
Cilindro		Esfera		Tubería		Otro:		Válvula reguladora	
Altura (m)		Diámetro (m)		Longitud (m)		Dimensiones		1.5 pulgadas	
Diámetro (m)				Diámetro (m)					
Condiciones de Operación					Estado físico				
Presión:	Temperatura	Flujo		Líquido	Vapor	Líquido / Vapor			
248.21 bar	25 °C	2,000 Sm ³ /h			●				
Tipo de fuga			Características del orificio de fuga			Dirección de la fuga			
Falla catastrófica		Área			Vertical				
Liberación en válvula de alivio		Diámetro		1.5 pulgadas	Horizontal	●			
Orificio en Cuerpo o Tubería	●	Coef. de pérdida del orificio			Hacia abajo				
Cizalla de Tubería , otro					Golpea contra				
Tipo de liberación			Punto de fuga		Tiempo estimado de liberación (s)	60 s			
Continua	●	Elevación (m)			Inventario fugado (kg)	3,028.692 kg			
Masiva		Altura (m)		1 m	Tasa de liberación (kg/s)	5.04782E+001 kg/s			
V. Condiciones atmosférica y tipo de suelo									
Estabilidad atmosférica					1.5 / F				
Temperatura atmosférica					30.5 °C				
Presión atmosférica					759 mmHg				
Temperatura del suelo (si es distinta a la atmosférica)					---				
Porcentaje de Humedad Relativa					62%				
Direcciones dominantes y velocidad del viento					16 km/h NE-SO				
Tipo de suelo (rugosidad empleada)					---				
VI. Resumen de resultados (Distancias y afectaciones)									
Clase de evento	Radios por radiación térmica			Clase de evento	Radios por sobrepresión				
	Otro	Zona de seguridad			Otro	Zona de seguridad			
	Alto Riesgo (daño a equipos)	Alto Riesgo	Amortiguamiento		Alto Riesgo (daño a equipos)	Alto Riesgo	Amortiguamiento		
	12.5-37.5 kW/m ²	5 kW/m ²	1.4 kW/m ²		3-10 lb/cm ²	1 lb/cm ²	0.5 lb/cm ²		
Chorro de fuego (Jet fire)	88.90 – 67.84 m	112.95 m	165.19m	Ignición tardía (explosión)	261.59 – 245.47 m	294.79 m	336.43 m		

I. Datos Generales						
Elaboró	Ingeniería Ambiental Consultores, S.A. de C.V.	Fecha	11/2020	Software de simulación	PHAST versión 6.7	
Proyecto	Terminal de Descarga Mina Santa Elena					
II. Datos del escenario						
Clave	E4-N02-CMP-TD_MSE.			Peor Caso		
				Caso más Probable ●		
				Caso Alterno		
Descripción	Fuga de Gas Natural (rotura equivalente al 20% de 1.5" Ø) en la válvula reguladora de presión (PCV-301/302/303) localizada en la entrada del sistema reductor de presión (PRM / PRS), debido al aumento de temperatura por falla en el sistema de calentamiento y por ende sobrepresión en la línea de conducción del GNC.					
Objetivo	Determinar las posibles afectaciones, al personal, al medio ambiente y a las instalaciones, de presentarse el escenario.					
Modelo(s) Empleado(s) en la simulación						
Dardo de fuego (jet fire)	●	Charco de fuego (Pool fire)		Explosión de nube de vapor confinada (CVCE)		Explosión física de recipiente a presión
BLEVE/ bola de fuego (fire ball)		Flamazo de nube de vapor (flash fire)		Explosión de nube de vapor no confinada ●		Nube tóxica



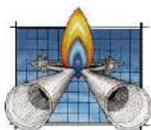
(UVCE)									
III. Sustancias Involucradas									
Nombre de la Sustancia			Gas Natural						
Componente	% mol	% peso	% Vol.	LFL %	UFL %	IDLH ppm	TLV(8 H TWA)	TLV (15MIN STEL)	Densidad (kg/m3)
Metano			83.0	4.5	14.5	1000			0.0554
Etano			11.0						
CO ₂			3.0						
Oxigeno			0.2						
IV. Condiciones de Confinamiento y Características de Liberación									
Tipo de recipiente									
Cilindro		Esfera		Tubería		Otro:		Válvula reguladora	
Altura (m)		Diámetro (m)		Longitud (m)		Dimensiones		0.3 pulgadas	
Diámetro (m)				Diámetro (m)					
Condiciones de Operación					Estado físico				
Presión:	Temperatura	Flujo		Líquido	Vapor	Líquido / Vapor			
248.21 bar	25 °C	2,000 Sm ³ /h			<input checked="" type="radio"/>				
Tipo de fuga		Características del orificio de fuga			Dirección de la fuga				
Falla catastrófica		Área		Vertical					
Liberación en válvula de alivio		Diámetro	0.3 pulgadas	Horizontal	<input checked="" type="radio"/>				
Orificio en Cuerpo o Tubería	<input checked="" type="radio"/>	Coef. de pérdida del orificio		Hacia abajo					
Cizalla de Tubería , otro				Golpea contra					
Tipo de liberación		Punto de fuga			Tiempo estimado de liberación (s)		60 s		
Continua	<input checked="" type="radio"/>	Elevación (m)		Inventario fugado (kg)	121.147 kg				
Masiva		Altura (m)	1 m	Tasa de liberación (kg/s)	2.01913E+000 kg/s				
V. Condiciones atmosférica y tipo de suelo									
Estabilidad atmosférica					1.5 / F				
Temperatura atmosférica					30.5 °C				
Presión atmosférica					759 mmHg				
Temperatura del suelo (si es distinta a la atmosférica)					---				
Porcentaje de Humedad Relativa					62%				
Direcciones dominantes y velocidad del viento					16 km/h NE-SO				
Tipo de suelo (rugosidad empleada)					---				
VI. Resumen de resultados (Distancias y afectaciones)									
Clase de evento	Radios por radiación térmica			Clase de evento	Radios por sobrepresión				
	Otro	Zona de seguridad			Otro	Zona de seguridad			
	Alto Riesgo (daño a equipos)	Alto Riesgo	Amortiguamiento		Alto Riesgo (daño a equipos)	Alto Riesgo	Amortiguamiento		
	12.5-37.5 kW/m ²	5 kW/m ²	1.4 kW/m ²		3-10 lb/cm ²	1 lb/cm ²	0.5 lb/cm ²		
Chorro de fuego (Jet fire)	19.78 – 15.64 m	23.66 m	31.69 m	Ignición tardía (explosión)	34.83 – 32.36 m	39.90 m	46.27 m		

I. Datos Generales						
Elaboró	Ingeniería Ambiental Consultores, S.A. de C.V.	Fecha	11/2020	Software de simulación	PHAST versión 6.7	
Proyecto	Terminal de Descarga Mina Santa Elena					
II. Datos del escenario						
Clave	E5-N04-PC-TD_MSE.				Peor Caso	<input checked="" type="radio"/>
					Caso más Probable	
					Caso Alternativo	
Descripción	Fuga de Gas Natural (rotura equivalente al 100% de 4" Ø) en la válvula de esfera (HVB-001-4"-150), por falta de aplicación del programa de mantenimiento (desgaste de sellos) aunado a la presión ejercida por el gas natural.					
Objetivo	Determinar las posibles afectaciones, al personal, al medio ambiente y a las instalaciones, de					

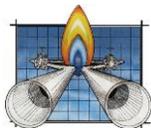


presentarse el escenario.									
Modelo(s) Empleado(s) en la simulación									
Dardo de fuego (jet fire)	<input checked="" type="radio"/>	Charco de fuego (Pool fire)	<input type="radio"/>	Explosión de nube de vapor confinada (CVCE)	<input type="radio"/>	Explosión física de recipiente a presión	<input type="radio"/>		
BLEVE/ bola de fuego (fire ball)	<input type="radio"/>	Flamazo de nube de vapor (flash fire)	<input type="radio"/>	Explosión de nube de vapor no confinada (UVCE)	<input checked="" type="radio"/>	Nube tóxica	<input type="radio"/>		
III. Sustancias Involucradas									
Nombre de la Sustancia		Gas Natural							
Componente	% mol	% peso	% Vol.	LFL %	UFL %	IDLH ppm	TLV(8 H TWA)	TLV (15MIN STEL)	Densidad (kg/m3)
Metano			83.0	4.5	14.5	1000			0.0554
Etano			11.0						
CO ₂			3.0						
Oxígeno			0.2						
IV. Condiciones de Confinamiento y Características de Liberación									
Tipo de recipiente									
Cilindro	<input type="radio"/>	Esfera	<input type="radio"/>	Tubería	<input checked="" type="radio"/>	Otro:	<input type="radio"/>		
Altura (m)		Diámetro (m)		Longitud (m)		Dimensiones			
Diámetro (m)			Diámetro (m)	4 pulgadas					
Condiciones de Operación					Estado físico				
Presión:	Temperatura		Flujo		Líquido	Vapor	Líquido / Vapor		
4.00 bar	25 °C		2,000 Sm ³ /h		<input type="radio"/>	<input checked="" type="radio"/>			
Tipo de fuga			Características del orificio de fuga			Dirección de la fuga			
Falla catastrófica			Área		Vertical				
Liberación en válvula de alivio			Diámetro		4 pulgadas		Horizontal <input checked="" type="radio"/>		
Orificio en Cuerpo o Tubería	<input checked="" type="radio"/>			Coef. de pérdida del orificio		Hacia abajo			
Cizalla de Tubería , otro					Golpea contra				
Tipo de liberación			Punto de fuga			Tiempo estimado de liberación (s)		60 s	
Continua	<input checked="" type="radio"/>			Elevación (m)		Inventario fugado (kg)		352.048 kg	
Masiva	<input type="radio"/>			Altura (m)		1 m		Tasa de liberación (kg/s)	
								5.86747E+000 kg/s	
V. Condiciones atmosférica y tipo de suelo									
Estabilidad atmosférica					1.5 / F				
Temperatura atmosférica					30.5 °C				
Presión atmosférica					759 mmHg				
Temperatura del suelo (si es distinta a la atmosférica)					---				
Porcentaje de Humedad Relativa					62%				
Direcciones dominantes y velocidad del viento					16 km/h NE-SO				
Tipo de suelo (rugosidad empleada)					---				
VI. Resumen de resultados (Distancias y afectaciones)									
Radios por radiación térmica				Radios por sobrepresión					
Clase de evento	Otro		Zona de seguridad		Clase de evento	Otro		Zona de seguridad	
	Alto Riesgo (daño a equipos)	Alto Riesgo	Amortiguamiento	Alto Riesgo (daño a equipos)		Alto Riesgo	Amortiguamiento		
	12.5-37.5 kW/m ²	5 kW/m ²	1.4 kW/m ²	3-10 lb/cm ²		1 lb/cm ²	0.5 lb/cm ²		
Chorro de fuego (Jet fire)	33.71 – 26.71 m	40.94 m	56.69 m	Ignición tardía (explosión)	69.14 – 64.47 m	78.76 m	90.81 m		

I. Datos Generales					
Elaboró	Ingeniería Ambiental Consultores, S.A. de C.V.	Fecha	11/2020	Software de simulación	PHAST versión 6.7
Proyecto	Terminal de Descarga Mina Santa Elena				
II. Datos del escenario					
Clave	E6-N04-CMP-TD_MSE.			Peor Caso	
				Caso más Probable <input checked="" type="radio"/>	



		Caso Alterno								
Descripción		Fuga de Gas Natural (rotura equivalente al 20% de 4" Ø) en la válvula de esfera (HVB-001-4"-150), por falta de aplicación del programa de mantenimiento (desgaste de sellos) aunado a la presión ejercida por el gas natural.								
Objetivo		Determinar las posibles afectaciones, al personal, al medio ambiente y a las instalaciones, de presentarse el escenario.								
Modelo(s) Empleado(s) en la simulación										
Dardo de fuego (jet fire)		Charco de fuego (Pool fire)		Explosión de nube de vapor confinada (CVCE)		Explosión física de recipiente a presión				
BLEVE/ bola de fuego (fire ball)		Flamazo de nube de vapor (flash fire)		Explosión de nube de vapor no confinada (UVCE)		Nube tóxica				
III. Sustancias Involucradas										
Nombre de la Sustancia		Gas Natural								
Componente	% mol	% peso	% Vol.	LFL %	UFL %	IDLH ppm	TLV(8 H TWA)	TLV (15MIN STEL)	Densidad (kg/m3)	
Metano			83.0	4.5	14.5	1000			0.0554	
Etano			11.0							
CO ₂			3.0							
Oxigeno			0.2							
IV. Condiciones de Confinamiento y Características de Liberación										
Tipo de recipiente										
Cilindro		Esfera		Tubería		Otro:				
Altura (m)		Diámetro (m)		Longitud (m)		Dimensiones				
Diámetro (m)			Diámetro (m)	0.8 pulgadas						
Condiciones de Operación					Estado físico					
Presión:	Temperatura	Flujo			Líquido	Vapor	Líquido / Vapor			
4.00 bar	25 °C	2,000 Sm ³ /h								
Tipo de fuga			Características del orificio de fuga			Dirección de la fuga				
Falla catastrófica		Área			Vertical					
Liberación en válvula de alivio		Diámetro			0.8 pulgadas	Horizontal				
Orificio en Cuerpo o Tubería		Coef. de pérdida del orificio			Hacia abajo					
Cizalla de Tubería , otro					Golpea contra					
Tipo de liberación			Punto de fuga			Tiempo estimado de liberación (s)	60 s			
Continua		Elevación (m)			Inventario fugado (kg)	1,408.194 kg				
Masiva		Altura (m)			1 m	Tasa de liberación (kg/s)	2.34699E-001 kg/s			
V. Condiciones atmosférica y tipo de suelo										
Estabilidad atmosférica					1.5 / F					
Temperatura atmosférica					30.5 °C					
Presión atmosférica					759 mmHg					
Temperatura del suelo (si es distinta a la atmosférica)					---					
Porcentaje de Humedad Relativa					62%					
Direcciones dominantes y velocidad del viento					16 km/h NE-SO					
Tipo de suelo (rugosidad empleada)					---					
VI. Resumen de resultados (Distancias y afectaciones)										
Radios por radiación térmica				Radios por sobrepresión						
Clase de evento	Otro		Zona de seguridad		Clase de evento	Otro		Zona de seguridad		
	Alto Riesgo (daño a equipos)	Alto Riesgo	Amortiguamiento	Alto Riesgo (daño a equipos)		Alto Riesgo	Amortiguamiento			
	12.5-37.5 kW/m ²	5 kW/m ²	1.4 kW/m ²	3-10 lb/cm ²		1 lb/cm ²	0.5 lb/cm ²			
Chorro de fuego (Jet fire)	NR	7.15 m	9.32 m	Ignición tardía (explosión)	---	---	---	---	---	

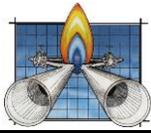


Índice

V. REPRESENTACIÓN EN PLANOS DE LOS RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN.2

Figuras

Figura 1. Escenario E1-N01-PC-TD_MSE (CHOF). Incendio de Gas Natural en el Área de descarga de GNC de la Terminal.	3
Figura 2. Escenario E1-N01-PC-TD_MSE (UVCE). Explosión de Gas Natural en el Área de descarga de GNC de la Terminal.	4
Figura 3. Escenario E2-N02-CMP-TD_MSE (CHOF). Incendio de Gas Natural en el Área de descompresión de GNC de la Terminal.	5
Figura 4. Escenario E2-N02-CMP-TD_MSE (UVCE). Explosión de Gas Natural en el Área de descompresión de GNC de la Terminal.	6
Figura 5. Escenario E3-N02-PC-TD_MSE (CHOF). Incendio de Gas Natural en el Área de descompresión de GNC de la Terminal.	7
Figura 6. Escenario E3-N02-PC-TD_MSE (UVCE). Explosión de Gas Natural en el Área de descompresión de GNC de la Terminal.	8
Figura 7. Escenario E4-N02-CMP-TD_MSE (CHOF). Incendio de Gas Natural en el Área de descompresión de GNC de la Terminal.	9
Figura 8. Escenario E4-N02-CMP-TD_MSE (UVCE). Explosión de Gas Natural en el Área de descompresión de GNC de la Terminal.	10
Figura 9. Escenario E5-N04-PC-TD_MSE (CHOF). Incendio de Gas Natural en el Área de Medición de GN de la Terminal.	11
Figura 10. Escenario E5-N04-PC-TD_MSE (UVCE). Explosión de Gas Natural en el Área de Medición de GN de la Terminal.	12
Figura 11. Escenario E6-N04-CMP-TD_MSE (CHOF). Incendio de Gas Natural en el Área de Medición de GN de la Terminal.	13



V. REPRESENTACIÓN EN PLANOS DE LOS RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN.

A continuación, se representarán los Radios Potenciales de afectación, indicando las Zonas de Alto Riesgo y de Amortiguamiento para los escenarios de Riesgo. En las siguientes imágenes puede observarse que las Zonas de Alto Riesgo (ZAR) están representadas con el color rojo y las Zonas de Amortiguamiento (ZA) de color verde, además se incluyen las distancias de afectación para cada uno de estos radios y la Zona de Alto Riesgo por daño a equipos (OTRO), que en el caso de radiación va de 12.5 KW/m^2 a 37.5 KW/m^2 , y para el caso de sobrepresión que va de 3 lb/in^2 (psi) a 10 lb/in^2 (psi), de igual manera se muestran las distancias de afectación en cada uno de los escenarios. Para mayor detalle, **Ver Anexo 9. Radios de Afectación.**

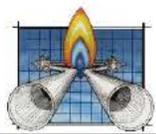


Figura 1. Escenario E1-N01-PC-TD_MSE (CHOF). Incendio de Gas Natural en el Área de descarga de GNC de la Terminal.

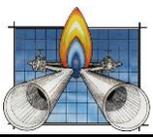


Figura 2. Escenario E1-N01-PC-TD_MSE (UVCE). Explosión de Gas Natural en el Área de descarga de GNC de la Terminal.

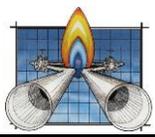


Figura 3. Escenario E2-N02-CMP-TD_MSE (CHOF). Incendio de Gas Natural en el Área de descompresión de GNC de la Terminal.

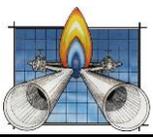


Figura 4. Escenario E2-N02-CMP-TD_MSE (UVCE). Explosión de Gas Natural en el Área de descompresión de GNC de la Terminal.

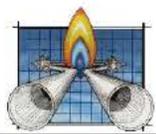


Figura 5. Escenario E3-N02-PC-TD_MSE (CHOF). Incendio de Gas Natural en el Área de descompresión de GNC de la Terminal.

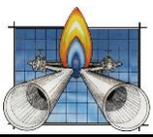


Figura 6. Escenario E3-N02-PC-TD_MSE (UVCE). Explosión de Gas Natural en el Área de descompresión de GNC de la Terminal.

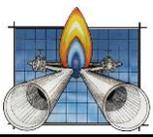


Figura 7. Escenario E4-N02-CMP-TD_MSE (CHOF). Incendio de Gas Natural en el Área de descompresión de GNC de la Terminal.

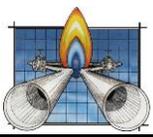


Figura 8. Escenario E4-N02-CMP-TD_MSE (UVCE). Explosión de Gas Natural en el Área de descompresión de GNC de la Terminal.

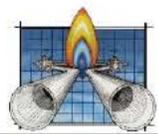
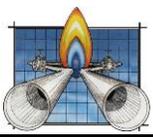


Figura 9. Escenario E5-N04-PC-TD_MSE (CHOF). Incendio de Gas Natural en el Área de Medición de GN de la Terminal.



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

Figura 10. Escenario E5-N04-PC-TD_MSE (UVCE). Explosión de Gas Natural en el Área de Medición de GN de la Terminal.

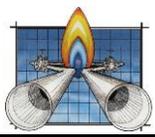
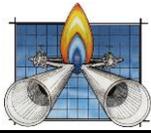


Figura 11. Escenario E6-N04-CMP-TD_MSE (CHOF). Incendio de Gas Natural en el Área de Medición de GN de la Terminal.

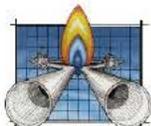


Índice

VI. ANÁLISIS DE VULNERABILIDAD E INTERACCIONES DE RIESGO.....	2
VI.1. Análisis de Vulnerabilidad.....	2
VI.2. Interacciones de Riesgo.	15

Tablas

Tabla 1. Efectos de la radiación calórica en incidente.	2
Tabla 2. Estimado de daños por sobrepresión en explosiones.	3
Tabla 3. Descripción de los posibles receptores de Riesgo.	6



VI. ANÁLISIS DE VULNERABILIDAD E INTERACCIONES DE RIESGO.

VI.1. Análisis de Vulnerabilidad.

Por la naturaleza de las actividades que realiza la empresa promovente del presente proyecto, se tienen riesgos potenciales en todas las secciones y componentes que constituyen la Terminal de Descarga. En todo el sistema existen una serie de uniones, accesorios y equipos que pueden llegar a fallar bajo determinadas circunstancias, en caso de fallas, las fugas o derrames estarán presentes inmediatamente.

La evaluación de los riesgos a través de los escenarios más probables junto a la simulación de los eventos máximos definidos con el software PHAST Versión 6.7, permite determinar las áreas potencialmente vulnerables, de tal manera que se generen recomendaciones para evitar la ocurrencia del evento o contar con la protección adecuada en caso de que este ocurra.

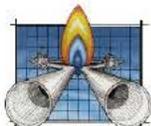
El análisis de vulnerabilidad busca determinar la magnitud de los efectos de un incidente peligroso, esto es, un acontecimiento que por lo general ocurre sin advertencia, durante un periodo corto y con efectos potencialmente serios en personas y propiedades.

Efectos Potenciales

Para evaluar los efectos en un incendio, se tomarán como base los datos indicados en la siguiente tabla:

Tabla 1. Efectos de la radiación calórica en incidente.

(KW/m ²)	Daños a equipos / materiales	Daños a personas
400	Máxima radiación tolerable por una pared de ladrillos.	-
200	Debilitamiento del hormigón armado.	-
60	Máxima radiación tolerable por el cemento.	-
40	Máximo tolerable por el acero estructural y el hormigón pretensado. Destrucción de equipos y tanques.	-
37.5	Suficiente para causar daños a equipos de proceso; colapso de estructuras.	100% de mortalidad en 1 minuto.
25	El acero delgado, aislado, puede perder su integridad mecánica. Energía mínima para encender madera, por la larga exposición, sin llama.	1% de mortalidad en 1 minuto. Lesiones significativas en 10 segundos.
12.5	Energía mínima para encender madera después de una larga exposición, con llama ignición de tubos y recubrimientos de plástico en cables eléctricos. Daños severos a equipos de instrumentación.	ZONA DE INTERVENCIÓN: máximo soportable protegido con trajes especiales, por tiempo limitado (ejemplo bomberos). Es más que conveniente, de todos modos, refrigerar a la persona expuesta a esta dosis. Sin trajes especiales, 1% de mortalidad en 1 minuto,



(KW/m ²)	Daños a equipos / materiales	Daños a personas
		quemaduras de 1er grado en 10 segundos.
11.7	El acero delgado, parcialmente aislado, puede perder su integridad mecánica.	-
9.5		Umbral de dolor alcanzado después de 8 segundos, quemaduras de segundo grado después de 20 segundos.
8	-	Umbral de letalidad (1% de afectación) por incendio, para un tiempo de exposición de 1 minuto. Asfixia por la disminución de Oxígeno y la exposición a los humos generados por el incendio.
4	-	ZONA DE ALERTA: suficiente para causar dolor si la exposición es mayor a 20 segundos. Quemadura de 1er grado. Improbable formación de ampollas.
1.5	-	Máximo soportable por personas con vestimentas normales y un tiempo prolongado.
1.39	-	No causará incomodidad en exposiciones prolongadas.

Manual Techniques for Assessing Industrial Hazards, Wold Bank.

Buettner, K., "Efectos del frío y calor extremos sobre la piel humana, II. Temperatura superficial, dolor y conductividad de calor en experimentos con calor radiante", Fis. Ap. Vol. 3. P. 703, 1951.

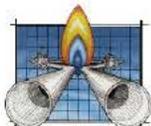
Metha, A.K., et al., "Medición de la inflamabilidad y potencial de combustión de tejidos",

Reporte sumario a la Fundación Nacional de la Ciencia bajo concesión #GI-31881, Laboratorio de investigación de combustibles, MIT, Cambridge, Mass, 1973.

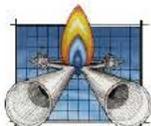
Los efectos producidos por una explosión se generan a través de una serie de ondas expansivas, de tal forma que las ondas de mayor presión están situadas formando una circunferencia cercana al centro de la nube y las de menor presión se sitúan en circunferencias de diámetros mayores. La tabla siguiente muestra la relación entre la sobrepresión y el tipo de daño asociado.

Tabla 2. Estimado de daños por sobrepresión en explosiones.

Sobrepresión (psi)	Daños a equipos / materiales	Daños a personas
0.03	Ruptura ocasional de ventanas de vidrio grandes que ya se encuentren bajo tensión.	
0.04	Ruido elevado (143 dB); fallas en vidrio debido al "boom" sónico.	
0.10	Ruptura de ventanas pequeñas bajo tensión.	
0.15	Presión típica para fallas en vidrio.	
0.30	Cierto daño en techos de casas, 10% de	Sin probabilidad de daños



Sobrepresión (psi)	Daños a equipos / materiales	Daños a personas
	rupturas en vidrios de ventana.	importantes
0.40	Daño estructural menor limitado.	
0.50 - 1.0	Normalmente ventanas despedazadas, algo de daño en los marcos de las mismas.	
0.7	Daño menor a estructuras de casas.	
1.0	Demolición parcial de casas, estas se vuelven inhabitables.	
1.0 – 2.0	Paneles de metal corrugado que fallan y se doblan. Implosión de paneles de madera para construcción.	
1.0 – 8.0		Rango de lesiones leves y serias, debido a laceraciones de la piel por pedazos volantes de vidrio u otros misiles.
1.3	Ligera distorsión en marco de metal de edificios recubiertos.	
2.0	Colapso parcial de muros y techos de casas.	
2.0 – 3.0	Destrucción de muros de concreto no reforzado o de block quemado.	
2.3	Límite inferior de daño estructural serio.	
2.5	Destrucción del 50% del enladrillado casero.	
3.0	Edificios con estructura de acero: distorsionados y arrancados en sus cimientos.	
3.0 – 4.0	Edificios de panel de acero sin estructura arruinados.	
4.0	Ruptura en recubrimiento de edificios industriales ligeros.	
5.0	Postes de madera arrancados.	
5.0 – 7.0	Destrucción casi completa de casas.	
7.0	Volcadura de carros de ferrocarril con carga.	
7.0 – 8.0	Falla en muros de ladrillo de 8 a 12" de espesor sin refuerzo debido a la flexión o desgarre.	
9.0	Demolición de contenedores de ferrocarril con carga.	
10.0	Posible destrucción total de edificios.	
2.4 - 12.5		Rango de 1 a 90% de rotura de tímpanos entre las personas expuestas.
14.5 - 29.0	Rango de 1 ha 99% de fatalidades entre las personas expuestas debido a los efectos directos del estallido.	



Sobrepresión (psi)	Daños a equipos / materiales	Daños a personas
300	Formación de cráter.	Catastrófico, letal

Baker, W.E; *Explosion Hazards and Evaluation*

Lees, F.P.; *Prevención de Pérdidas en Industrias de Procesos, Vol. 1, Butterworths, London & Boston, 1980.*

Para cada escenario de riesgo simulado se realiza un análisis y evaluación de los posibles efectos a los receptores de riesgo (Personas, población, medio ambiente, instalaciones, etc.), en el probable caso de que estos se lleguen a presentar, considerando además, las áreas de interés, instalaciones, población, personal, cruzamientos, componentes ambientales, que se encuentren dentro de las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento.

De igual manera se mencionan las medidas preventivas que son consideradas para evitar el evento o minimizar la probabilidad de que ocurra, donde se justifica la compatibilidad del proyecto con el entorno.

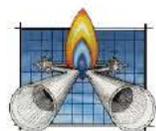
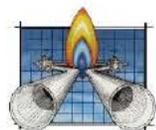


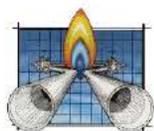
Tabla 3. Descripción de los posibles receptores de Riesgo.

Clave de escenario	Receptores de riesgo	Tipo de Zona	Descripción de la Afectación	Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
Escenario E1-N01-PC-TD_MSE (CHOF)	Personal / Población	Alto Riesgo	La afectación que se espera en las personas al momento de generarse un incendio es inminente, debido a que en los alrededores de la Terminal se encuentran algunas construcciones propias de la mina, además, se encontrará personal operativo de la Terminal de Descarga, por lo que, en un radio de hasta 73 m de donde se genere el evento, las consecuencias para las personas será del 100 % de mortalidad en un minuto, ya que recibirán una radiación aproximada 37.5 kW/m ² . El personal ubicado a no más de 84 m donde se reciben 12.5 kW/m ² , presentará quemaduras de 1er grado en 10 segundos. A los 87 m donde se tendrán aproximadamente 10 kW/m ² de radiación, las personas alcanzarán el umbral del dolor a los 8 segundos de exposición, presentando quemaduras de segundo grado después de 20 segundos, con 8 kW/m ² se entra al umbral de letalidad por incendio para un tiempo de exposición de 1 minuto. A partir del límite de la Zona de Alto Riesgo a una distancia de 96 m y donde se tendrá una radiación de 5 kW/m ² , será suficiente para causar dolor si no se protege en 20 segundos, así mismo, es factible la formación de ampollas en la piel.	<ul style="list-style-type: none"> • Botón de Paro de Emergencia • Procedimiento de emergencias por fuga • Activación del Plan Integral de seguridad (PO-SYS-GEN-06) • Sistema contra incendio (Extintores) 	R2.- Supervisar la descarga de GNC
		Amortiguamiento	Respecto a la Zona de Amortiguamiento, misma que va del límite de la ZAR y hasta los 125 m, donde se recibirán radiaciones de 1.4 kW/m ² , para las personas que reciben dicha radiación, no se tendrá incomodidad durante la exposición prolongada.		R3.- Asegurarse que el personal de seguridad, encargado de la Terminal, se encuentre capacitado y sea capaz de atender cualquier anomalía en el proceso.
	Ambiente	Alto Riesgo y Amortiguamiento	Para las posibles afectaciones del entorno ambiental, es importante señalar que no se encuentra ninguna ANP o cuerpo de agua cercano que pudiera ser afectado. Respecto a la vegetación, las afectaciones prácticamente serán nulas, dado que dentro de la Zona de Alto Riesgo, se encuentra despalmado, después de esta zona, se encuentra al Norte, vegetación natural (Matorral Subtropical), sin embargo, es poco probable la afectación y ocurrencia de un incendio en estas. Por lo anterior no se tendrá efectos negativos al ambiente.		R4.- Verificar que el equipo de descompresión cuente con un dispositivo de ruptura.
	Producción / Instalación	Alto Riesgo y Amortiguamiento	Perdidas económicas derivadas del daño a los equipos y la pérdida en la producción. El daño a la infraestructura que podría presentarse si el evento llegara a generarse, en la Zona de Alto Riesgo (Otro) se tienen principalmente en los equipos e instalaciones de la Terminal que se encuentren dentro de un radio de 70 m, como lo es el propio Panel de Decantación, PRM, HCM y la EM, ya que los niveles de radiación (40 kW/m ²) pueden derretir el acero del que están hechos dichos equipos, así mismo colindante a la Terminal se encuentran 3 tanques de Gas Natural Licuado (GNL) (Capacidad de 90,000 litros), lo que provocaría posiblemente que el material de estas instalaciones presentaran fallas en su integridad estructural, derivando en un efecto dominó. En la Zona de Alto Riesgo, con dirección Oeste, se encuentra una zona para el almacenamiento de producto y en la Zona de amortiguamiento con dirección Sur, se encuentran instalaciones auxiliares de la Mina, sin embargo no se tendrá ninguna afectación relevante sobre su infraestructura por el evento generado.		R5. Asignar código de identificación al Procedimiento de emergencias por fuga y asegurarse que los Procedimientos se encuentren dentro de su Sistema de Gestión.
Escenario E1-N01-PC-TD_MSE (UVCE)	Personal / Población	Alto Riesgo	La afectación que se espera en las personas al momento de generarse una explosión es inminente, debido a que en los alrededores de la Terminal se encuentran algunas construcciones propias de la mina, además, se encontrará personal operativo de la Terminal de Descarga. La afectación a las personas que	<ul style="list-style-type: none"> • Botón de Paro de Emergencia • Procedimiento de 	R2.- Supervisar la descarga de GNC R3.- Asegurarse que

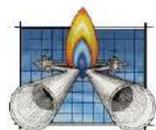


Clave de escenario	Receptores de riesgo	Tipo de Zona	Descripción de la Afectación	Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
			se encuentren inmediatas al punto de explosión, las consecuencias serán fatales, de igual manera hasta a los 120 m aún se tiene entre 90% y 100% de probabilidad de muertes por hemorragia pulmonar, ya que se recibirían 25 psi aproximadamente. A 165 m del evento generado, las personas recibirán aproximadamente 14 psi lo que provocaría rotura de tímpanos.	emergencias por fuga • Activación del Plan Integral de seguridad (PO-SYS-GEN-06) • Sistema contra incendio (Extintores)	el personal de seguridad, encargado de la Terminal, se encuentre capacitado y sea capaz de atender cualquier anomalía en el proceso. R4.- Verificar que el equipo de descompresión cuente con un dispositivo de ruptura. R5. Asignar código de identificación al Procedimiento de emergencias por fuga y asegurarse que los Procedimientos se encuentren dentro de su Sistema de Gestión.
		Amortiguamiento	A las personas que se encuentren en los límites de la Zona de Alto Riesgo, recibirían 1 psi por lo que no provocará daños importantes a las personas, disminuyendo los daños aún más en la Zona de Amortiguamiento (ZA).		
	Ambiente	Alto Riesgo y Amortiguamiento	La afectación que sufrirá el medio ambiente será principalmente sobre el elemento suelo, ya que con 300 psi, son suficientes para formar un cráter en la tierra.		
	Producción / Instalación	Alto Riesgo	Perdidas económicas derivadas del daño a los equipos y la pérdida en la producción. La afectación principal será para los equipos que se encuentran dentro de un radio de 170 m donde se reciben 10 psi, ya que es posible la destrucción de las áreas que conforman la Terminal y colindantes a esta, además, a un radio de 175 m se tendrían 7 psi donde el daño será probablemente el desprendimiento de estructuras o instalaciones aledañas, por la sobrepresión ejercida. A partir de los 120 m se encuentra al Sur, instalaciones auxiliares de la Mina Santa Elena, dichas instalaciones recibirían de 3 a 1 psi, lo que provocaría la destrucción o deformación del concreto de los muros no reforzados, así mismo, las estructuras de acero se verán seriamente afectados (distorsión estructural).		
Amortiguamiento		Referente a la Zona de amortiguamiento, donde se tendrá una presión de 1 psi a 0.5 psi, normalmente se pueden presentar daño menor a las construcciones e instalaciones, ventanas de vidrio despedazadas, entre otras consecuencias menores.			

Clave de escenario	Receptores de riesgo	Tipo de Zona	Descripción de la Afectación	Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
Escenario E2-N02-CMP-TD_MSE (CHOF)	Personal / Población	Alto Riesgo	La afectación que se espera en las personas al momento de generarse un incendio es inminente, debido a que en los alrededores de la Terminal se encuentran algunas construcciones propias de la mina, además, se encontrará personal operativo de la Terminal de Descarga, por lo que, en un radio de hasta 30 m de donde se genere el evento, las consecuencias para las personas será del 100 % de mortalidad en un minuto, ya que recibirán una radiación aproximada de 37.5 kW/m ² . El personal ubicado a no más de 38 m donde se rec ben 12.5 kW/m ² , presentará quemaduras de 1er grado en 10 segundos. A los 32 m donde se tendrán aproximadamente 10 kW/m ² de radiación, las personas alcanzarán el umbral del dolor a los 8 segundos de exposición, presentando quemaduras de segundo grado después de 20 segundos, con 8 kW/m ² se entra al umbral de letalidad por incendio para un tiempo de exposición de 1 minuto. A partir del límite de la Zona de Alto Riesgo a una distancia de 47 m y donde se tendrá una radiación de 5 kW/m ² , será suficiente para causar dolor si no se protege en 20 segundos, así mismo, es fact ble la formación de ampollas en la piel.	• Indicadores de presión • Paro automático del sistema de descompresión para protección. • Alarma por baja presión. • Botones de paro de emergencias • Procedimiento de emergencias por fuga • Activación del Plan	R3.- Asegurarse que el personal de seguridad, encargado de la Terminal, se encuentre capacitado y sea capaz de atender cualquier anomalía en el proceso. R7.- Asegurar la aplicación del programa de mantenimiento

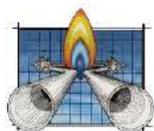


Clave de escenario	Receptores de riesgo	Tipo de Zona	Descripción de la Afectación	Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
		Amortiguamiento	Respecto a la Zona de Amortiguamiento, misma que va del límite de la ZAR y hasta los 63 m, donde se recibirán radiaciones de 1.4 kW/m ² , para las personas que reciban dicha radiación, no se tendrá incomodidad durante la exposición prolongada.	Integral de seguridad (PO-SYS-GEN-06) • Sistema contra incendios (Extintores)	preventivo a los accesorios e instrumentación del sistema.
	Ambiente	Alto Riesgo y Amortiguamiento	Para las posibles afectaciones del entorno ambiental, es importante señalar que no se encuentra ninguna ANP o cuerpo de agua cercano que pudiera ser afectado. Respecto a la vegetación, las afectaciones prácticamente serán nulas, dado que dentro de la Zona de Alto Riesgo, se encuentra despalmado, a 100 m de esta zona, se encuentra al Norte, vegetación natural (Matorral Subtropical), sin embargo, es improbable la afectación y ocurrencia de un incendio en estas. Por lo anterior no se tendrá efectos negativos al ambiente.		
	Producción / Instalación	Alto Riesgo y Amortiguamiento	Perdidas económicas derivadas del daño a los equipos y la pérdida en la producción. El daño a la infraestructura que podría presentarse si el evento llegara a generarse, en la Zona de Alto Riesgo (Otro) se tienen principalmente en los equipos e instalaciones de la Terminal que se encuentren dentro de un radio de 27 m, como lo es el propio PRM, Panel, HCM y la EM, ya que los niveles de radiación (40 kW/m ²) pueden derretir el acero del que están hechos dichos equipos, así mismo colindante a la Terminal se encuentran 3 tanques de GNL, lo que provocaría posiblemente que el material de estas instalaciones presentaran fallas en su integridad estructural, derivando en un efecto dominó.		
Escenario E2-N02-CMP-TD_MSE. (UVCE)	Personal / Población	Alto Riesgo	La afectación que se espera en las personas al momento de generarse una explosión es inminente, debido a que en los alrededores de la Terminal se encuentran algunas construcciones propias de la mina, además, se encontrará personal operativo de la Terminal de Descarga. La afectación a las personas que se encuentren inmediatas al punto de explosión, las consecuencias serán fatales, de igual manera a los 55 m se tiene el 90% a 100% de probabilidad de muertes por hemorragia pulmonar, ya que se recibirían 25 psi aproximadamente. A 70 m del evento generado, las personas recibirán aproximadamente 14 psi lo que provocaría rotura de tímpanos.	<ul style="list-style-type: none"> Indicadores de presión Paro automático del sistema de descompresión para protección. Alarma por baja presión. Botones de paro de emergencias Procedimiento de emergencias por fuga Activación del Plan Integral de seguridad (PO-SYS-GEN-06) Sistema contra incendios (Extintores) 	R3.- Asegurarse que el personal de seguridad, encargado de la Terminal, se encuentre capacitado y sea capaz de atender cualquier anomalía en el proceso. R7.- Asegurar la aplicación del programa de mantenimiento preventivo a los accesorios e instrumentación del sistema.
		Amortiguamiento	A las personas que se encuentren en los límites de la Zona de Alto Riesgo, recibirían 1 psi por lo que no provocará daños importantes a las personas, disminuyendo los daños aún más en la Zona de Amortiguamiento (ZA).		
	Ambiente	Alto Riesgo y Amortiguamiento	La afectación que sufrirá el medio ambiente será principalmente sobre el elemento suelo, ya que con 300 psi, son suficientes para formar un cráter en la tierra.		
	Producción / Instalación	Alto Riesgo	Perdidas económicas derivadas del daño a los equipos y la pérdida en la producción. La afectación principal será para los equipos que se encuentran dentro de un radio de 75 m donde se reciben 10 psi será inminente la posible destrucción de las áreas que conforman la Terminal y colindantes a esta, además, a un radio de 77 m se tendrían 7 psi donde el daño será probablemente el desprendimiento de los equipos o instalaciones aledañas por la sobrepresión ejercida. Entre los 55 m y a los límites de la Zona de Alto Riesgo (92 m) se encuentra al Oeste el almacén de producto, dichas áreas recibirían de 3 a 1 psi, sin embargo no afectaría el área dado que no se encuentran construcciones en esta.		

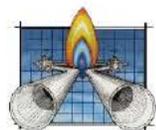


Clave de escenario	Receptores de riesgo	Tipo de Zona	Descripción de la Afectación	Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
		Amortiguamiento	Referente a la Zona de amortiguamiento, donde se tendrá una presión de 1 psi a 0.5 psi, normalmente se pueden presentar daño menor a las construcciones e instalaciones, ventanas de vidrio despedazadas, entre otras consecuencias menores.		

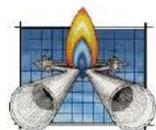
Clave de escenario	Receptores de riesgo	Tipo de Zona	Descripción de la Afectación	Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
Escenario E3-N02-PC-TD_MSE. (CHOF)	Personal / Población	Alto Riesgo	La afectación que se espera en las personas al momento de generarse un incendio es inminente, debido a que en los alrededores de la Terminal se encuentran algunas construcciones propias de la mina, además, se encontrará personal operativo de la Terminal de Descarga, por lo que, en un radio de hasta 67 m de donde se genere el evento, las consecuencias para las personas será del 100 % de mortalidad en un minuto, ya que recibirán una radiación aproximada 37.5 kW/m ² . El personal ubicado a no más de 88 m donde se rec ben 12.5 kW/m ² , presentará quemaduras de 1er grado en 10 segundos. A los 91 m donde se tendrán aproximadamente 10 kW/m ² de radiación, las personas alcanzarán el umbral del dolor a los 8 segundos de exposición, presentando quemaduras de segundo grado después de 20 segundos, con 8 kW/m ² se entra al umbral de letalidad por incendio para un tiempo de exposición de 1 minuto. A partir del límite de la Zona de Alto Riesgo a una distancia de 112 m y donde se tendrá una radiación de 5 kW/m ² , será suficiente para causar dolor si no se protege en 20 segundos, así mismo, es fact ble la formación de ampollas en la piel.	<ul style="list-style-type: none"> • Indicadores de presión • Paro automático del sistema de descompresión para protección. • Alarma por baja presión. • Botones de paro de emergencias • Procedimiento de emergencias por fuga • Activación del Plan Integral de seguridad (PO-SYS-GEN-06) • Sistema contra incendios (Extintores) 	<p>R3.- Asegurarse que el personal de seguridad, encargado de la Terminal, se encuentre capacitado y sea capaz de atender cualquier anomalía en el proceso.</p> <p>R7.- Asegurar la aplicación del programa de mantenimiento preventivo a los accesorios e instrumentación del sistema.</p> <p>R12.- Colocar letreros que especifiquen las condiciones de operación del equipo y las instrucciones de trabajo para</p>
		Amortiguamiento	Respecto a la Zona de Amortiguamiento, misma que va del límite de la ZAR y hasta los 165 m, donde se recibirán radiaciones de 1.4 kW/m ² , para las personas que reciban dicha radiación, no se tendrá incomodidad durante la exposición prolongada.		
	Alto Riesgo y Amortiguamiento	Para las posibles afectaciones del entorno ambiental, es importante señalar que no se encuentra ninguna ANP o cuerpo de agua cercano que pudiera ser afectado. Respecto a la vegetación, las afectaciones prácticamente serán nulas, dado que dentro de la Zona de Alto Riesgo, se encuentra despalmado en su mayoría, después de esta zona, se encuentra al Norte, vegetación natural (Matorral Subtropical), sin embargo, es poco probable la afectación y ocurrencia de un incendio en estas. Por lo anterior no se tendrá efectos negativos al ambiente.			



Clave de escenario	Receptores de riesgo	Tipo de Zona	Descripción de la Afectación	Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
	Producción / Instalación	Alto Riesgo y Amortiguamiento	<p>Perdidas económicas derivadas del daño a los equipos y la pérdida en la producción.</p> <p>El daño a la infraestructura que podría presentarse si el evento llegara a generarse, en la Zona de Alto Riesgo (Otro) se tienen principalmente en los equipos e instalaciones de la Terminal que se encuentren dentro de un radio de 62 m, como lo es el propio PRM, el Panel, HCM y la EM, ya que los niveles de radiación (40 kW/m²) pueden derretir el acero del que están hechos dichos equipos, así mismo colindante a la Terminal se encuentran 3 tanques de GNL, lo que provocaría posiblemente que el material de estas instalaciones presentaran fallas en su integridad estructural, derivando en un efecto dominó.</p> <p>En la Zona de Alto Riesgo, con dirección Oeste, se encuentra una zona para el almacenamiento de producto y en la Zona de amortiguamiento con dirección Sur, se encuentran instalaciones auxiliares de la Mina, sin embargo no se tendrá ninguna afectación relevante sobre su infraestructura por el evento generado.</p>		realizar con seguridad el Procedimiento de descarga de GNC.
Escenario E3-N02-PC-TD_MSE (UVCE)	Personal / Población	Alto Riesgo	La afectación que se espera en las personas al momento de generarse una explosión es inminente, debido a que en los alrededores de la Terminal se encuentran algunas construcciones propias de la mina, además, se encontrará personal operativo de la Terminal de Descarga. La afectación a las personas que se encuentren inmediatas al punto de explosión, las consecuencias serán fatales, de igual manera a los 210 m se tiene el 90% a 100% de probabilidad de muertes por hemorragia pulmonar, ya que se recibirían 25 psi aproximadamente. A 235 m del evento generado, las personas recibirán aproximadamente 14 psi lo que provocaría rotura de tímpanos.	<ul style="list-style-type: none"> • Indicadores de presión. • Válvula con actuador neumático. • Panel de control • Sistema de Venteo. • Paro automático del sistema de descompresión para protección. • Botones de paro de emergencias • Procedimiento de emergencias por fuga • Activación del Plan Integral de seguridad (PO-SYS-GEN-06) • Sistema contra incendios (Extintores) 	<p>R3.- Asegurarse que el personal de seguridad, encargado de la Terminal, se encuentre capacitado y sea capaz de atender cualquier anomalía en el proceso.</p> <p>R7.- Asegurar la aplicación del programa de mantenimiento preventivo a los accesorios e instrumentación del sistema.</p> <p>R12.- Colocar letreros que especifiquen las condiciones de operación del equipo y las instrucciones de trabajo para realizar con seguridad el Procedimiento de descarga de GNC.</p>
		Amortiguamiento	A las personas que se encuentren en los límites de la Zona de Alto Riesgo, recibirían 1 psi por lo que no provocará daños importantes a las personas, disminuyendo los daños aún más en la Zona de Amortiguamiento (ZA).		
	Ambiente	Alto Riesgo y Amortiguamiento	La afectación que sufrirá el medio ambiente será principalmente sobre el elemento suelo, ya que con 300 psi, son suficientes para formar un cráter en la tierra.		
	Producción / Instalación	Alto Riesgo	<p>Perdidas económicas derivadas del daño a los equipos y la pérdida en la producción.</p> <p>La afectación principal será para los equipos que se encuentran dentro de un radio de 245 m donde se reciben 10 psi, ya que esa posible la destrucción de las áreas que conforman la Terminal y colindantes a esta, además, a un radio de 250 m se tendrían 7 psi donde el daño será probablemente el desprendimiento de los equipos o instalaciones aledañas por la sobrepresión ejercida. Entre los 55 m y a los límites de la Zona de Alto Riesgo (294 m) se encuentra al Oeste el almacén de producto, hacia el Sur, entre unos 110 m y 245 m se encuentran las áreas auxiliares y un tanque de diésel con capacidad de 50,000 litros, dichas áreas recibirían de 3 a 1 psi, lo que provocaría la destrucción o deformación del concreto de los muros no reforzados, así mismo, las estructuras de acero se verán seriamente afectados (distorsión estructural).</p>		
Amortiguamiento		Referente a la Zona de amortiguamiento, donde se tendrá una presión de 1 psi a 0.5 psi, normalmente se pueden presentar daño menor a las construcciones e instalaciones, ventanas de vidrio despedazadas, entre otras consecuencias menores.			

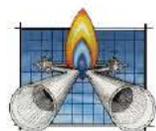


Clave de escenario	Receptores de riesgo	Tipo de Zona	Descripción de la Afectación	Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
Escenario E4-N02-CMP-TD_MSE (CHOF)	Personal / Población	Alto Riesgo	La afectación que se espera en las personas al momento de generarse un incendio es inminente, debido a que en los alrededores de la Terminal se encuentran algunas construcciones propias de la mina, además, se encontrará personal operativo de la Terminal de Descarga, por lo que, en un radio de hasta 15 m de donde se genere el evento, las consecuencias para las personas será del 100 % de mortalidad en un minuto, ya que recibirán una radiación aproximada 37.5 kW/m ² . El personal ubicado a no más de 19 m donde se reciben 12.5 kW/m ² , presentará quemaduras de 1er grado en 10 segundos. A los 21 m donde se tendrán aproximadamente 10 kW/m ² de radiación, las personas alcanzarán el umbral del dolor a los 8 segundos de exposición, presentando quemaduras de segundo grado después de 20 segundos, con 8 kW/m ² se entra al umbral de letalidad por incendio para un tiempo de exposición de 1 minuto. A partir del límite de la Zona de Alto Riesgo a una distancia de 23 m y donde se tendrá una radiación de 5 kW/m ² , será suficiente para causar dolor si no se protege en 20 segundos, así mismo, es factible la formación de ampollas en la piel.	<ul style="list-style-type: none"> • Indicadores de presión • Paro automático del sistema de descompresión para protección. • Alarma por baja presión. • Botones de paro de emergencias • Procedimiento de emergencias por fuga • Activación del Plan Integral de seguridad (PO-SYS-GEN-06) • Sistema contra incendios (Extintores) 	<p>R3.- Asegurarse que el personal de seguridad, encargado de la Terminal, se encuentre capacitado y sea capaz de atender cualquier anomalía en el proceso.</p> <p>R7.- Asegurar la aplicación del programa de mantenimiento preventivo a los accesorios e instrumentación del sistema.</p> <p>R12.- Colocar letreros que especifiquen las condiciones de operación del equipo y las instrucciones de trabajo para realizar con seguridad el Procedimiento de descarga de GNC.</p>
		Amortiguamiento	Respecto a la Zona de Amortiguamiento, misma que va del límite de la ZAR y hasta los 31.6 m, donde se recibirán radiaciones de 1.4 kW/m ² , para las personas que reciban dicha radiación, no se tendrá incomodidad durante la exposición prolongada.		
	Ambiente	Para las posibles afectaciones del entorno ambiental, es importante señalar que no se encuentra ninguna ANP o cuerpo de agua cercano que pudiera ser afectado. Respecto a la vegetación, las afectaciones prácticamente serán nulas, dado que dentro de la Zona de Alto Riesgo se encuentra despalmado, a 100 m de esta zona, se encuentra al Norte, vegetación natural (Matorral Subtropical), sin embargo, es improbable la afectación y ocurrencia de un incendio en estas. Por lo anterior no se tendrá efectos negativos al ambiente.			
	Producción / Instalación	Perdidas económicas derivadas del daño a los equipos y la pérdida en la producción. El daño a la infraestructura que podría presentarse si el evento llegara a generarse, en la Zona de Alto Riesgo (Otro) se tienen principalmente en los equipos e instalaciones de la Terminal que se encuentren dentro de un radio de 14 m, como lo es el propio PRM, Panel, HCM y la EM, ya que los niveles de radiación (40 kW/m ²) pueden derretir el acero del que están hechos dichos equipos, así mismo colindante a la Terminal se encuentran 3 tanques de GNL, lo que provocaría posiblemente que el material de estas instalaciones presentaran fallas en su integridad estructural, derivando en un efecto dominó.			
Escenario E4-N02-CMP-ED_AGA (UVCE)	Personal / Población	Alto Riesgo	La afectación que se espera en las personas al momento de generarse una explosión es inminente, debido a que en los alrededores de la Terminal se encuentran algunas construcciones propias de la mina, además, se encontrará personal operativo de la Terminal de Descarga. La afectación a las personas que se encuentren inmediatas al punto de explosión, las consecuencias serán fatales, de igual manera a los 25 m se tiene el 90% a 100% de probabilidad de muertes por hemorragia pulmonar, ya que se recibirían 25 psi aproximadamente. A 30 m del evento generado, las personas recibirán aproximadamente 14 psi lo que provocaría rotura de tímpanos.	<ul style="list-style-type: none"> • Indicadores de presión. • Válvula con actuador neumático. • Panel de control • Sistema de Venteo. • Paro automático 	R3.- Asegurarse que el personal de seguridad, encargado de la Terminal, se encuentre capacitado y sea capaz de atender cualquier anomalía

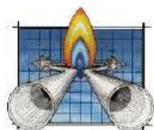


Clave de escenario	Receptores de riesgo	Tipo de Zona	Descripción de la Afectación	Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
	Ambiente	Amortiguamiento	A las personas que se encuentren en los límites de la Zona de Alto Riesgo, recibirán 1 psi por lo que no provocará daños importantes a las personas, disminuyendo los daños aún más en la Zona de Amortiguamiento (ZA).	del sistema de descompresión para protección. • Botones de paro de emergencias • Procedimiento de emergencias por fuga • Activación del Plan Integral de seguridad (PO-SYS-GEN-06) • Sistema contra incendios (Extintores)	en el proceso.
		Alto Riesgo y Amortiguamiento	La afectación que sufrirá el medio ambiente será principalmente sobre el elemento suelo, ya que con 300 psi, son suficientes para formar un cráter en la tierra.		R7.- Asegurar la aplicación del programa de mantenimiento preventivo a los accesorios e instrumentación del sistema.
	Producción / Instalación	Alto Riesgo	Perdidas económicas derivadas del daño a los equipos y la pérdida en la producción. La afectación principal será para los equipos que se encuentran dentro de un radio de 32 m donde se reciben 10 psi será inminente la posible destrucción de las áreas que conforman la Terminal y colindantes a esta, además, a un radio de 33 m se tendrían 7 psi donde el daño será probablemente el desprendimiento de los equipos o instalaciones aledañas por la sobrepresión ejercida. En los límites de la Zona de Alto Riesgo (39 m) no se encuentra ninguna instalación de la Mina.		R12.- Colocar letreros que especifiquen las condiciones de operación del equipo y las instrucciones de trabajo para realizar con seguridad el Procedimiento de descarga de GNC.
		Amortiguamiento	Referente a la Zona de amortiguamiento, donde se tendrá una presión de 1 psi a 0.5 psi, normalmente se pueden presentar daño menor a las construcciones e instalaciones, ventanas de vidrio despedazadas, entre otras consecuencias menores.		

Clave de escenario	Receptores de riesgo	Tipo de Zona	Descripción de la Afectación	Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
Escenario E5-N04-PC-TD_MSE (CHOF)	Personal / Población	Alto Riesgo	La afectación que se espera en las personas al momento de generarse un incendio es inminente, debido a que en los alrededores de la Terminal se encuentran algunas construcciones propias de la mina, además, se encontrará personal operativo de la Terminal de Descarga, por lo que, en un radio de hasta 26 m de donde se genere el evento, las consecuencias para las personas será del 100 % de mortalidad en un minuto, ya que recibirán una radiación aproximada 37.5 kW/m ² . El personal ubicado a no más de 33 m donde se reciben 12.5 kW/m ² , presentará quemaduras de 1er grado en 10 segundos. A los 36 m donde se tendrán aproximadamente 10 kW/m ² de radiación, las personas alcanzarán el umbral del dolor a los 8 segundos de exposición, presentando quemaduras de segundo grado después de 20 segundos, con 8 kW/m ² se entra al umbral de letalidad por incendio para un tiempo de exposición de 1 minuto. A partir del límite de la Zona de Alto Riesgo a una distancia de 40 m y donde se tendrá una radiación de 5 kW/m ² , será suficiente para causar dolor si no se protege en 20 segundos, así mismo, es factible la formación de ampollas en la piel.	• Indicadores de presión y temperatura • By pass • Botón de Paro de Emergencia • Procedimiento de emergencias por fuga • Activación del Plan Integral de seguridad (PO-SYS-GEN-06) • Sistema contra incendios (Extintores)	R3.- Asegurarse que el personal de seguridad, encargado de la Terminal, se encuentre capacitado y sea capaz de atender cualquier anomalía en el proceso.
		Amortiguamiento	Respecto a la Zona de Amortiguamiento, misma que va del límite de la ZAR y hasta los 56 m, donde se recibirán radiaciones de 1.4 kW/m ² , para las personas que reciban dicha radiación, no se tendrá incomodidad durante la exposición prolongada.		R6.- Tener una bitácora de la revisión diaria de las instalaciones, previo al arranque de operaciones. R7.- Asegurar la

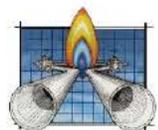


Clave de escenario	Receptores de riesgo	Tipo de Zona	Descripción de la Afectación	Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
	Ambiente	Alto Riesgo y Amortiguamiento	Para las posibles afectaciones del entorno ambiental, es importante señalar que no se encuentra ninguna ANP o cuerpo de agua cercano que pudiera ser afectado. Respecto a la vegetación, las afectaciones prácticamente serán nulas, dado que dentro de la Zona de Alto Riesgo, se encuentra despalmado, a 100 m de esta zona, se encuentra al Norte, vegetación natural (Matorral Subtropical), sin embargo, es improbable la afectación y ocurrencia de un incendio en estas. Por lo anterior no se tendrá efectos negativos al ambiente.		aplicación del programa de mantenimiento preventivo a los accesorios e instrumentación del sistema.
	Producción / Instalación	Alto Riesgo y Amortiguamiento	Perdidas económicas derivadas del daño a los equipos y la pérdida en la producción. El daño a la infraestructura que podría presentarse si el evento llegara a generarse, en la Zona de Alto Riesgo (Otro) se tienen principalmente en los equipos e instalaciones de la Terminal que se encuentren dentro de un radio de 23 m, como lo es la propia EM, PRM, HCM y el Panel, ya que los niveles de radiación (40 kW/m ²) pueden derretir el acero del que están hechos dichos equipos, así mismo colindante a la Terminal se encuentran 3 tanques de GNL, lo que provocaría posiblemente que el material de estas instalaciones presentarían fallas en su integridad estructural, derivando en un efecto dominó. En los límites de la Zona de Amortiguamiento (56 m), con dirección Oeste, se encuentra el almacén de producto de la Mina, sin embargo no se tendrá ninguna afectación relevante sobre este, por el evento generado.		
Escenario E5-N04-PC-TD_MSE. (UVCE)	Personal / Población	Alto Riesgo	La afectación que se espera en las personas al momento de generarse una explosión es inminente, debido a que en los alrededores de la Terminal se encuentran algunas construcciones propias de la mina, además, se encontrará personal operativo de la Terminal de Descarga. La afectación a las personas que se encuentren inmediatas al punto de explosión, las consecuencias serán fatales, de igual manera a los 50 m se tiene el 90% a 100% de probabilidad de muertes por hemorragia pulmonar, ya que se recibirían 25 psi aproximadamente. A 60 m del evento generado, las personas recibirán aproximadamente 14 psi lo que provocaría rotura de tímpanos.	<ul style="list-style-type: none"> Indicadores de presión y temperatura By pass Botón de Paro de Emergencia Procedimiento de emergencias por fuga Activación del Plan Integral de seguridad (PO-SYS-GEN-06) Sistema contra incendios (Extintores) 	<p>R3.- Asegurarse que el personal de seguridad, encargado de la Terminal, se encuentre capacitado y sea capaz de atender cualquier anomalía en el proceso.</p> <p>R6.- Tener una bitácora de la revisión diaria de las instalaciones, previo al arranque de operaciones.</p> <p>R7.- Asegurar la aplicación del programa de mantenimiento preventivo a los accesorios e</p>
		Amortiguamiento	A las personas que se encuentren en los límites de la Zona de Alto Riesgo, recibirían 1 psi por lo que no provocará daños importantes a las personas, disminuyendo los daños aún más en la Zona de Amortiguamiento (ZA).		
	Ambiente	Alto Riesgo y Amortiguamiento	La afectación que sufrirá el medio ambiente será principalmente sobre el elemento suelo, ya que con 300 psi, son suficientes para formar un cráter en la tierra.		
	Producción / Instalación	Alto Riesgo	Perdidas económicas derivadas del daño a los equipos y la pérdida en la producción. La afectación principal será para los equipos que se encuentran dentro de un radio de 64 m donde se reciben 10 psi será inminente la posible destrucción de las áreas que conforman la Terminal y colindantes a esta, además, a un radio de 66 m se tendrían 7 psi donde el daño será probablemente el desprendimiento de los equipos o instalaciones aledañas por la sobrepresión ejercida. Entre los 55 m y a los límites de la Zona de Alto Riesgo (78 m) se encuentra al Oeste el almacén de producto, dicha área recibiría de 3 a 1 psi, sin embargo, no afectará este sitio dado que no se encuentran construcciones en esta.		



Clave de escenario	Receptores de riesgo	Tipo de Zona	Descripción de la Afectación	Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
		Amortiguamiento	Referente a la Zona de amortiguamiento, donde se tendrá una presión de 1 psi a 0.5 psi, normalmente se puede presentar daño menor a las construcciones e instalaciones, ventanas de vidrio despedazadas, entre otras consecuencias menores.		instrumentación del sistema.

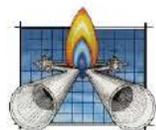
Clave de escenario	Receptores de riesgo	Tipo de Zona	Descripción de la Afectación	Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
Escenario E6-N04-CMP-TD_MSE (CHOF)	Personal / Población	Alto Riesgo	La afectación que se espera en las personas al momento de generarse un incendio es poco probable y de baja gravedad, aunque posible, debido a que en los alrededores de la Terminal se encuentran instalaciones de la Mina, además, se encontrará personal operativo de la propia Terminal, por lo que, en un radio de 7.15 m y donde se tendrá una radiación de 5 kW/m ² , será suficiente para causar dolor si no se protege en 20 segundos, así mismo, es factible la formación de ampollas en la piel.	<ul style="list-style-type: none"> • Indicadores de presión y temperatura • By pass • Botón de Paro de Emergencia • Procedimiento de emergencias por fuga • Activación del Plan Integral de seguridad (PO-SYS-GEN-06) • Sistema contra incendios (Extintores) 	R3.- Asegurarse que el personal de seguridad, encargado de la Terminal, se encuentre capacitado y sea capaz de atender cualquier anomalía en el proceso.
		Amortiguamiento	Respecto a la Zona de Amortiguamiento, misma que va del límite de la ZAR y hasta los 9.32 m, donde se recibirán radiaciones de 1.4 kW/m ² , para las personas que reciban dicha radiación, no se tendrá incomodidad durante la exposición prolongada.		R6.- Tener una bitácora de la revisión diaria de las instalaciones, previo al arranque de operaciones.
	Ambiente	Alto Riesgo y Amortiguamiento	Para las posibles afectaciones del entorno ambiental, es importante señalar que no se encuentra ninguna ANP o cuerpo de agua cercano que pudiera ser afectado, además, los radios solo quedan inmersos dentro del polígono de la Terminal. Por lo anterior no se tendrá efectos negativos al ambiente.		R7.- Asegurar la aplicación del programa de mantenimiento preventivo a los accesorios e instrumentación del sistema.
	Producción / Instalación	Alto Riesgo y Amortiguamiento	Con los radios resultantes de afectación, los daños a las instalaciones son prácticamente nulas.		



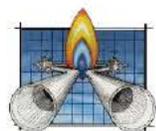
VI.2. Interacciones de Riesgo.

A continuación se señalan los equipos y/o instalaciones potencialmente afectadas que se encuentran dentro de las Zonas de Alto Riesgo por daño a equipos y Zonas de Alto riesgo.

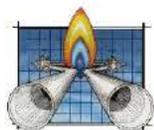
Clave de escenario	Equipo donde se presenta el evento simulado	Tipo de Zona	Tipo de Evento	Radio de Afectación	Equipos o instalaciones presentes en los radios	Distancia al punto de la fuga
E1-N01-PC-TD_MSE	Panel de Decantación	Alto Riesgo en equipos	Radiación	84.04 m	- Estación de Medición de la Terminal - PRM de la Terminal - HCM de la Terminal - Casta Móvil de la Terminal - Tanques de GNL - Área de almacén de la Mina	- 12 m - 2 m - 7 m - 9 m - 20 m 55 m
			Explosión	182.31 m	- Estación de Medición de la Terminal - PRM de la Terminal - HCM de la Terminal - Casta Móvil de la Terminal - Tanques de GNL - Área de almacén de la Mina - Área Auxiliar 1 de la Mina - Área Auxiliar 2 de la Mina - Área Auxiliar 3 de la Mina	- 12 m - 2 m - 7 m - 9 m - 20 m - 55 m - 110 m - 120 m - 180 m
		Alto Riesgo	Radiación	96.80m	- Estación de Medición de la Terminal - Panel de Decantación de la Terminal - HCM de la Terminal - Casta Móvil de la Terminal - Tanques de GNL - Área de almacén de la Mina	- 11 m - 2 m - 5 m - 9 m - 20 m - 55 m
			Explosión	205.75 m	- Estación de Medición de la Terminal - Panel de Decantación de la Terminal - HCM de la Terminal - Casta Móvil de la Terminal - Tanques de GNL - Área de almacén de la Mina - Área Auxiliar 1 de la Mina - Área Auxiliar 2 de la Mina - Área Auxiliar 3 de la Mina	- 11 m - 2 m - 5 m - 9 m - 20 m - 55 m - 110 m - 120 m - 180 m
	Equipo de	Alto Riesgo	Radiación	38.70 m	- Estación de Medición de la Terminal	- 11 m



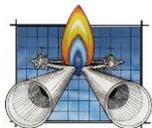
Clave de escenario	Equipo donde se presenta el evento simulado	Tipo de Zona	Tipo de Evento	Radio de Afectación	Equipos o instalaciones presentes en los radios	Distancia al punto de la fuga
	Descompresión (PRM / PRS)	en equipos			- Panel de Decantación de la Terminal - HCM de la Terminal - Casta Móvil de la Terminal - Tanques de GNL	- 2 m - 5 m - 9 m - 20 m
			Explosión	80.98 m	- Estación de Medición de la Terminal - Panel de Decantación de la Terminal - HCM de la Terminal - Casta Móvil de la Terminal - Tanques de GNL - Área de almacén de la Mina	- 11 m - 2 m - 5 m - 9 m - 20 m - 55 m
		Alto Riesgo	Radiación	47.22 m	- Estación de Medición de la Terminal - Panel de Decantación de la Terminal - HCM de la Terminal - Casta Móvil de la Terminal - Tanques de GNL	- 11 m - 2 m - 5 m - 9 m - 20 m
			Explosión	92.53 m	- Estación de Medición de la Terminal - Panel de Decantación de la Terminal - HCM de la Terminal - Casta Móvil de la Terminal - Tanques de GNL - Área de almacén de la Mina	- 11 m - 2 m - 5 m - 9 m - 20 m - 55 m
E3-N02-PC-TD_MSE	Equipo de Descompresión (PRM / PRS)	Alto Riesgo en equipos	Radiación	88.90 m	- Estación de Medición de la Terminal - Panel de Decantación de la Terminal - HCM de la Terminal - Casta Móvil de la Terminal - Tanques de GNL - Área de almacén de la Mina	- 11 m - 2 m - 5 m - 9 m - 20 m - 55 m
			Explosión	261.59 m	- Estación de Medición de la Terminal - Panel de Decantación de la Terminal - HCM de la Terminal - Casta Móvil de la Terminal - Tanques de GNL - Área de almacén de la Mina - Área Auxiliar 1 de la Mina - Área Auxiliar 2 de la Mina - Área Auxiliar 3 de la Mina	- 11 m - 2 m - 5 m - 9 m - 20 m - 55 m - 110 m - 120 m - 180 m



Clave de escenario	Equipo donde se presenta el evento simulado	Tipo de Zona	Tipo de Evento	Radio de Afectación	Equipos o instalaciones presentes en los radios	Distancia al punto de la fuga
					- Tanque de Diésel	- 235 m
		Alto Riesgo	Radiación	112.95 m	- Estación de Medición de la Terminal - Panel de Decantación de la Terminal - HCM de la Terminal - Casta Móvil de la Terminal - Tanques de GNL - Área de almacén de la Mina - Área Auxiliar 1 de la Mina	- 11 m - 2 m - 5 m - 9 m - 20 m - 55 m - 110 m
			Explosión	294.79 m	- Estación de Medición de la Terminal - Panel de Decantación de la Terminal - HCM de la Terminal - Casta Móvil de la Terminal - Tanques de GNL - Área de almacén de la Mina - Área Auxiliar 1 de la Mina - Área Auxiliar 2 de la Mina - Área Auxiliar 3 de la Mina - Tanque de Diésel	- 11 m - 2 m - 5 m - 9 m - 20 m - 55 m - 110 m - 120 m - 180 m - 235 m
E4-N02-CMP-TD_MSE	Equipo de Descompresión (PRM / PRS)	Alto Riesgo en equipos	Radiación	19.78 m	- Estación de Medición de la Terminal - Panel de Decantación de la Terminal - HCM de la Terminal - Casta Móvil de la Terminal	- 11 m - 2 m - 5 m - 9 m
			Explosión	34.83 m	- Estación de Medición de la Terminal - Panel de Decantación de la Terminal - HCM de la Terminal - Casta Móvil de la Terminal - Tanques de GNL	- 11 m - 2 m - 5 m - 9 m - 20 m
		Alto Riesgo	Radiación	23.66 m	- Estación de Medición de la Terminal - Panel de Decantación de la Terminal - HCM de la Terminal - Casta Móvil de la Terminal - Tanques de GNL	- 11 m - 2 m - 5 m - 9 m - 20 m
			Explosión	39.90 m	- Estación de Medición de la Terminal - Panel de Decantación de la Terminal - HCM de la Terminal - Casta Móvil de la Terminal	- 11 m - 2 m - 5 m - 9 m

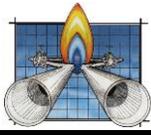


Clave de escenario	Equipo donde se presenta el evento simulado	Tipo de Zona	Tipo de Evento	Radio de Afectación	Equipos o instalaciones presentes en los radios	Distancia al punto de la fuga		
					- Tanques de GNL	- 20 m		
E5-N04-PC-TD_MSE	Estación de Medición (EM)	Alto Riesgo en equipos	Radiación	33.71 m	- Panel de Decantación de la Terminal - PRM de la Terminal - HCM de la Terminal - Casta Móvil de la Terminal - Tanques de GNL	- 12 m - 11 m - 11 m - 9 m - 20 m		
			Explosión	69.14 m	- Panel de Decantación de la Terminal - PRM de la Terminal - HCM de la Terminal - Casta Móvil de la Terminal - Tanques de GNL - Área de almacén de la Mina	- 12 m - 11 m - 11 m - 9 m - 20 m - 63 m		
		Alto Riesgo	Radiación	40.94 m	- Panel de Decantación de la Terminal - PRM de la Terminal - HCM de la Terminal - Casta Móvil de la Terminal - Tanques de GNL	- 12 m - 11 m - 11 m - 9 m - 20 m		
			Explosión	78.76 m	- Panel de Decantación de la Terminal - PRM de la Terminal - HCM de la Terminal - Casta Móvil de la Terminal - Tanques de GNL - Área de almacén de la Mina	- 12 m - 11 m - 11 m - 9 m - 20 m - 63 m		
		E6-N04-CMP-TD_MSE	Estación de Medición (EM)	Alto Riesgo en equipos	Radiación	7.15 m	-Propia Estación de medición	- Inmediato
					Explosión	-	-	-
Alto Riesgo	Radiación			NR	-	-		
	Explosión			-	-	-		



Índice

VII. REPOSICIONAMIENTO DE ESCENARIOS DE RIESGO.....2



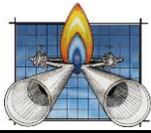
VII. REPOSICIONAMIENTO DE ESCENARIOS DE RIESGO.

Con el fin de reposicionar los Escenarios de Riesgo identificados y jerarquizados en el Capítulo IV del presente ARSH, se tomará en cuenta lo indicado a continuación, para confirmar los valores de frecuencia (probabilidad) y consecuencias (severidad):

- a. Para los Escenarios de Riesgo analizados en el apartado IV.2 (Análisis Cuantitativo de Riesgo) del capítulo IV del ARSH, se tomará en cuenta la información generada en dicha sección, de tal manera que se analicen los resultados para confirmar o rectificar los valores de frecuencia.
- b. Se considerará la información generada en el capítulo VI, relativo al análisis de Vulnerabilidad, de tal manera que se analicen los resultados para confirmar o rectificar los valores de consecuencias.
- c. Se tomará en cuenta para la ponderación de frecuencia y consecuencia todos los controles y medidas de reducción de Riesgos (Salvaguardas, protecciones o barreras) de tipo preventivo, de control y de mitigación incluyendo los sistemas activos de contraincendios que tiene consideradas en el diseño del Proyecto.

La Reponderación de los Escenarios, por cada Nodo Analizado se muestra en el **Anexo 11**.

Específicamente para los escenarios o desviaciones identificados en la metodología HazOp, que dieron origen a los Escenarios de Riesgo E1 al E5, la ponderación para la gravedad de las consecuencias se preponderó a 1 "Catastrófico", dado los resultados del análisis de Vulnerabilidad, sin embargo, el valor de frecuencia se disminuyó, asignando el valor de 5 "Improbable", derivado de los resultados del análisis de frecuencias, donde la probabilidad de ocurrencia de un incendio y/o explosión en la Terminal, resulto de 6.6×10^{-7} . Por lo anterior, estos escenarios fueron reposicionados de una categoría de riesgo "Serio; B" a una categoría de "Medio; C". De igual manera, para el Escenario de Riesgo E6, la categoría de riesgo se reposicionó en un nivel "Medio; C", resultado de asignar un valor de frecuencia de 4 y 3 para la gravedad de las consecuencias.



Índice

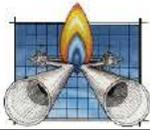
VIII. SISTEMAS DE SEGURIDAD Y MEDIDAS PARA ADMINISTRAR LOS ESCENARIOS DE RIESGO.....	2
VIII.1. Sistemas de Seguridad.....	2
VIII.2. Medidas Preventivas.....	5
VIII.3. Recomendaciones Técnico Operativas.....	9

Tablas

Tabla 1. Recomendaciones de la Identificación de Peligros y escenarios de Riesgos.....	9
Tabla 2. Programa para la implementación de las Recomendaciones.....	12

Figuras

Figura 1. Ubicación de la señalética y extintores contemplados en la Terminal de Descarga.....	2
Figura 2. Señalética contemplada en la Terminal de Descarga.....	3



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

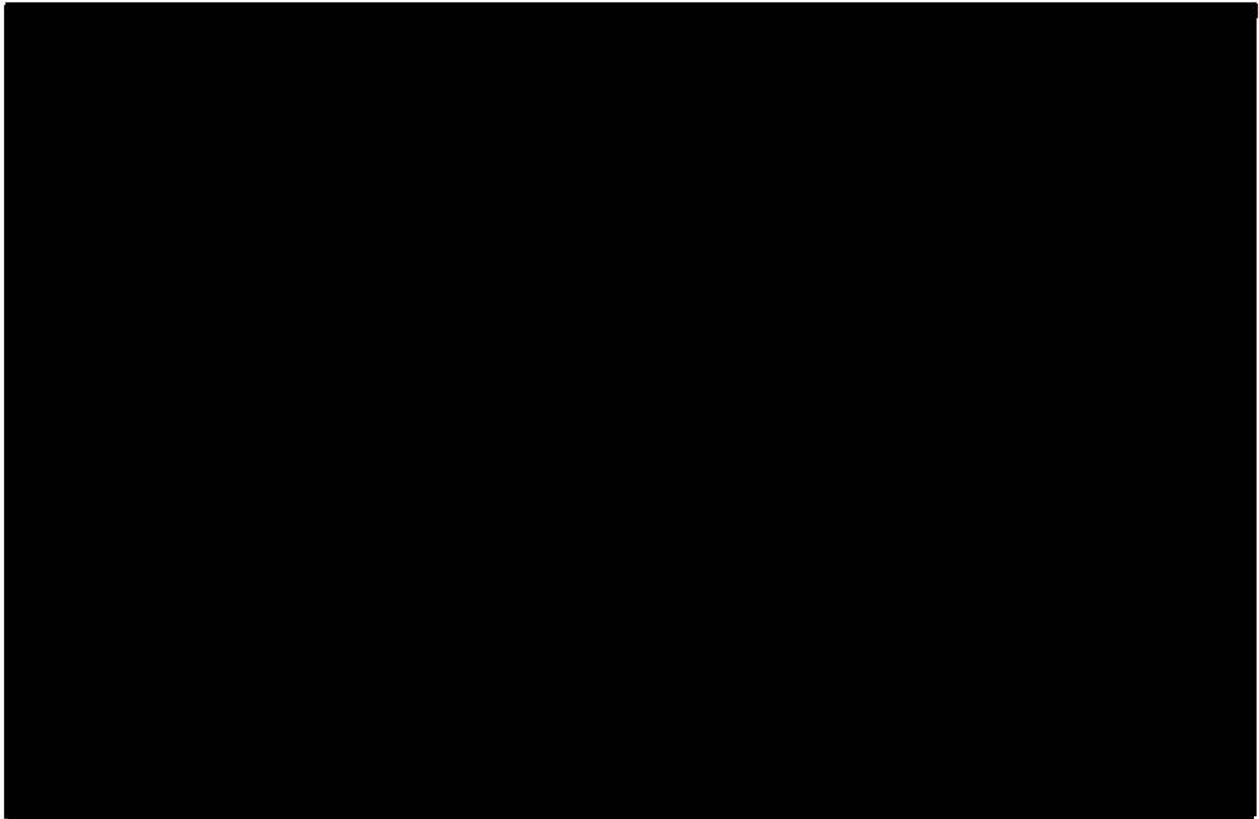
VIII.1. Sistemas de Seguridad.

Dentro de los sistemas de seguridad de la Terminal de Descarga se encuentran una serie de equipos, dispositivos y sistemas que permitirán la atención de cualquier situación de riesgo que se pueda presentar, mismos que a continuación se describen:

➤ Sistema contra incendios.

De acuerdo a la Ingeniería de Diseño, en la Terminal de Descarga se instalarán 4 extintores; 3 de Polvo Químico Seco de 9 kg, distribuidos en las áreas contempladas para la Descompresión de Gas Natural, Área de Medición y servicios auxiliares, y 1 extintor de CO₂ de 9 kg para el área del tablero eléctrico.

Las áreas citadas y a contemplarse para la colocación de los extintores y señalética, se encuentran indicadas en la **Figura 1**.



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

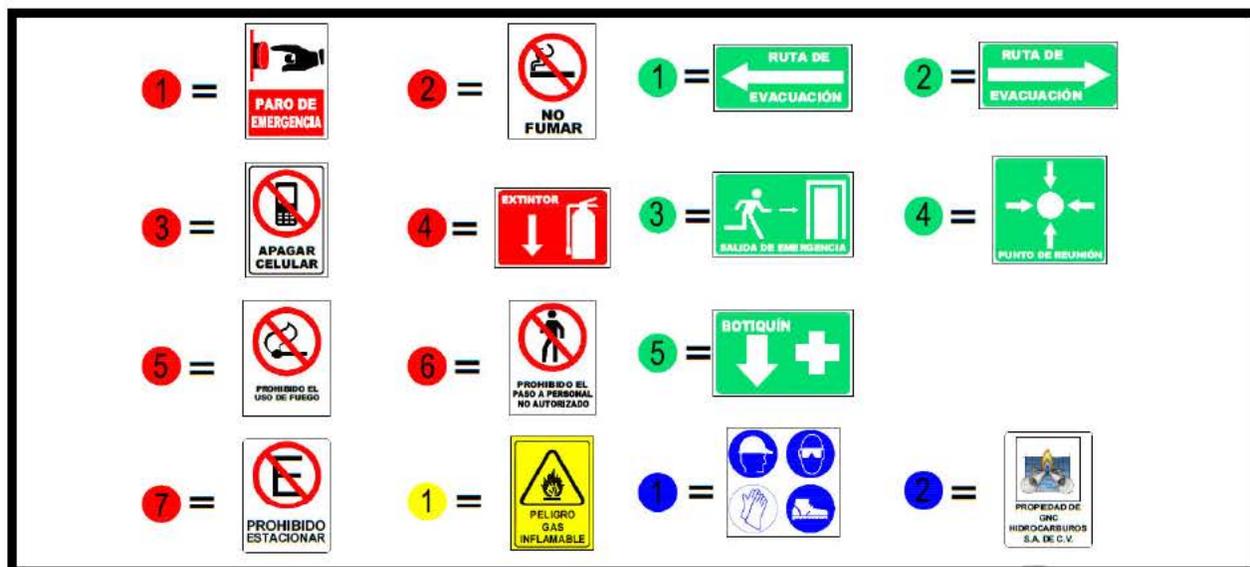
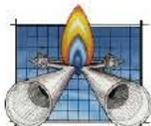


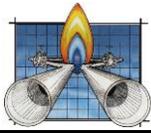
Figura 2. Señalética contemplada en la Terminal de Descarga.

➤ Equipo de descompresión.

El diseño del equipo de descompresión considera los siguientes requerimientos:

- Diseñado según CSA estándar Z662-99 – aceite y sistemas de tubería de Gas.
- Regulación de dos etapas y reguladores instalados en sistema working monitor para reducir el ruido audible, mejoran la precisión y proporcionan protección aguas abajo.
- Agua caliente con Gas.
- Sistema de calefacción compensado tipo "Joule Thompson".
- Enfriamiento para que la temperatura del gas antes de la etapa final del regulador está controlada dentro de +/-14°C.
- El calentador de agua caliente tiene un pequeño flujo de gas natural para el quemador de calefacción.
- Consumo de gas natural es menos del 0.5% de rendimiento total de PRS.
- Sistema de paro de emergencia con botón pulsador ESD.
- PRM y HCM están montados sobre planchas de concreto con un gabinete alta capacidad.
- DEFUELING POST, Tubo estructural puesto con base de montaje de Boquilla Staubli HPX20 3/4" GNC x 4.5 metros largo.
- 1" válvula de bola con venteo.
- 0 – 350 bar Manómetro indicador de presión.
- 1 "x.109 tubo de acero inoxidable.
- 1" Válvula Check.

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



➤ **Tablero de control eléctrico.**

- Panel eléctrico asegurable Nema XII que alberga a todas las conexiones eléctricas.
- El medidor horario muestra las horas de operación del sistema de GNC.
- Contiene el switch de desconexión del motor principal con interbloqueo del panel de la puerta.
- Paquete de protección de energía: para protección de sobre / falta de voltaje y monitor de voltaje / registro de datos en el PLC.
- La operación del descompresor es completamente automática y auto monitorizada con desconexiones de seguridad automáticas e indicadores de estado para las siguientes condiciones de alarma.
 - Presión de entrada alta / baja.
 - Temperatura de descarga alta en todas las etapas.
 - Alta temperatura en la resistencia eléctrica.
 - Baja temperatura de la resistencia eléctrica.
 - Alta presión al final de la descarga.
 - Sobrecarga de la resistencia del sistema de calentamiento.
 - Voltaje alto / bajo (opción de protección de energía).
 - Botón pulsador de paro de emergencia (ESD).

➤ **Botones de paro de emergencia.**

El diseño de la Terminal establece que se instalarán dispositivos (botones) de Paro de Emergencia en los puntos siguientes:

- Equipo de descompresión.
- A una distancia no mayor a 3 m de cada punto de Suministro.
- En zonas de oficinas o donde exista personal durante el día y la noche.

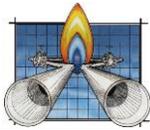
La activación de cualquiera de estos, provoca el cierre del suministro de energía eléctrica y de Gas Natural al Sistema de Descompresión, se activa una alarma sonora y visual que indica situación anormal de operación (reflejada en el Panel View del tablero de control). Requiriendo para su reinicio de operación el reconocimiento de la alarma y la corrección del evento que originó el paro de los equipos.

1. El PLC mantiene un registro histórico de cada alarma activada para su consulta.
2. El sistema cuenta con una unidad de respaldo de energía (UPS) para permitir que los sistemas de control de la Terminal se mantengan alertas.

El restablecimiento de la operación deberá ser realizado por personal calificado. Se avisará a través de una alarma sonora y visual en el momento en que se está efectuando dicho restablecimiento.

➤ **Estación de Medición.**

La Estación de Medición cuenta con un medidor de turbina Actaris Itrón Modelo G-100 de 4" de Ø bridado RF en ANSI 150, además de dos indicadores de presión y un transductor de temperatura.



De lo anterior, se pueden verificar los siguientes anexos:

- ✓ Anexo 2 / b. Planos de equipos
- ✓ Anexo 2 / d. Diagramas de Tuberías e Instrumentación
- ✓ Anexo 2 / h. Plano de ubicación de Extintores y Señalética
- ✓ Anexo 2 / i. Planos del Sistema de Pararrayos
- ✓ Anexo 2 / j. Planos del Sistema de Tierras Físicas
- ✓ Anexo 2 / l. Especificaciones del cuarto de control

VIII.2. Medidas Preventivas.

De acuerdo al diseño, los equipos de la Terminal de Descarga estarán localizados en exteriores arriba del nivel del piso, instalados sobre cimentaciones o estructuras adecuadamente diseñadas con un sistema de anclaje para cumplir con los requisitos de los fabricantes y de las Normas Aplicables al diseño de acuerdo con las condiciones sísmicas y climáticas de la región.

Dentro de las medidas preventivas del proyecto, el regulado contempla lo siguiente:

➤ **Capacitación del personal en procesos críticos de operación.**

Previo a que entren en actividad, el personal será capacitado y adiestrado en los diferentes procesos y actividades llevados a cabo dentro de la Terminal de Descarga, particularmente en aquellos procesos críticos de la operación que implícitamente representen un riesgo.

➤ **Procedimientos para la Atención de emergencias.**

En el cual está capacitado el personal que operará la Terminal de Descarga y llevará a cabo en caso de un evento.

La promotora cuenta con los siguientes procedimientos:

- ✓ PG-SYS-GEN-01. Plan de respuesta a emergencia
- ✓ PO-SYS-GEN-06. Activación del Plan Integral de Seguridad_ITO-000
- ✓ Procedimiento de Emergencia por Fuga

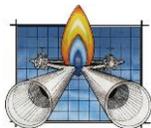
➤ **Selección de Materiales.**

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 del Equipo de Descompresión y la EM 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**, sin costura laminada en caliente, superficie barnizada, con extremos biselados de 3" de diámetro como cabezal principal.

➤ **Tuberías.**

En las Tuberías de alta y baja presión, se consideran las siguientes medidas de seguridad:



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 **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 recepción del gas de los remolques de GNC al Equipo de Descompresión es por medio de una manguera especial la cual conecta con una tubería de acero Inoxidable sin costura, también conocida como "seamless", es un tubo de acero inoxidable extruido que no tiene cordón de soldadura en su interior y se fabrica generalmente en tipo 316 o 316L, bajo en carbón; la medida utilizada en el proyecto es el indicado en el cálculo de tuberías.

La presión de diseño de las tuberías de alta presión debe ser al menos 10% mayor a la presión de trabajo.

Se usarán bridas o conexiones de Ac. Inoxidable en líneas de alta presión, 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.

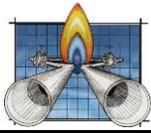
Cabe señalar, que las instalaciones contemplan el uso de manómetros en los siguientes puntos:

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.

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 la Terminal de Descarga, será de acuerdo con lo 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.

➤ **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.

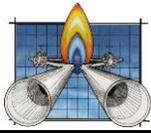
La tubería bajo la superficie del terreno puede estar enterrada, instalada dentro de una trinchera o encamisada. En el caso de tubería enterrada, ésta debe de contar con un sistema de control de la corrosión externa de acuerdo con el Apéndice II de la **NOM-003-SECRE-2011**, o aquella que la cancele o sustituya (**NOM-003-ASEA-2016**).

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

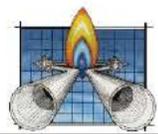
A excepción de la tubería de acero inoxidable, todas las demás tuberías deberán ser protegidas contra la corrosión, con una capa de pintura primer y 2 capas de pintura esmalte, de acuerdo con el código de colores establecido en la **NOM-026-STPS-2008**.

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.



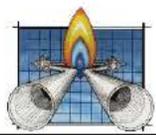
Se deberá revisar y realizar el mantenimiento de las tuberías con la frecuencia necesaria de acuerdo a las condiciones ambientales del lugar, consistente en aplicación de pintura esmalte a todo el recubrimiento de tuberías y válvulas, para evitar la corrosión, como lo que indica la **NOM-003-ASEA-2016**, 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.



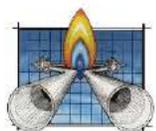
VIII.3. Recomendaciones Técnico Operativas.

Tabla 1. Recomendaciones de la Identificación de Peligros y Escenarios de Riesgos.

No.	Recomendación	Id. Del nodo	Elemento del SASISOPA asociado a recomendaciones	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo
				No.	Descripción		
R1	Verificar el llenado de tanques y considerar la capacitación de los operadores en las actividades de carga y descarga.	Nodo 1	Elemento VI. - Competencia del personal, capacitación y entrenamiento.	Escenario 1	Fuga de Gas Natural en el Panel de Decantación y Equipo de descompresión	GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V.	C
R2	Supervisar la descarga de GNC		Elemento X.- Control de actividades y procesos.			GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V.	C
R3	Asegurarse que el personal de seguridad, encargado de la Terminal, se encuentre capacitado y sea capaz de atender cualquier anomalía en el proceso.		Elemento VI. - Competencia del personal, capacitación y entrenamiento. Elemento XIII.- Preparación y respuesta a emergencias.			GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V.	B
R4	Verificar que el equipo de descompresión o panel de decantación cuente con un dispositivo de ruptura.		Elemento XI.- Integridad Mecánica y aseguramiento de la Calidad.			GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V.	B
R5	Asignar código de identificación al Procedimiento de emergencias por fuga y asegurarse que los Procedimientos se encuentren dentro de su Sistema de Gestión.		Elemento XIII.- Preparación y respuesta a emergencias.			GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V.	B
R6	Tener una bitácora de la revisión diaria de las instalaciones, previo al arranque de operaciones.		Elemento XI.- Integridad Mecánica y aseguramiento de la Calidad.			GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V.	D
R7	Asegurar la aplicación del programa de mantenimiento preventivo a los accesorios e instrumentación del sistema.		Elemento XI.- Integridad Mecánica y aseguramiento de la Calidad.			GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V.	D
R8	Asegurar la aplicación del programa de mantenimiento para		Elemento XI.- Integridad Mecánica y			GNC Hidrocarburos,	C



No.	Recomendación	Id. Del nodo	Elemento del SASISOPA asociado a recomendaciones	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo
				No.	Descripción		
	los elementos que componen los tanques del contenedor móvil.		aseguramiento de la Calidad.			S.A. de C.V.	
R9	Verificar que se cuente con aislamiento térmico en los elementos del sistema.		Elemento IX.- Mejores prácticas y Estándares. Elemento XI.- Integridad Mecánica y aseguramiento de la Calidad.			GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V.	C
R10	Asegurar que en los procedimientos de emergencia, se consideren los eventos externos, como por ejemplo un incendio, donde deberán parar operaciones de descarga y alejar el contenedor móvil (camión) a una zona segura.		Elemento XIII.- Preparación y respuesta a emergencias.			GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V.	C
R11	Contar con un certificado de fabricación que demuestre el cumplimiento con las Normas Aplicables para la tecnología empleada.		Elemento XI.- Integridad Mecánica y aseguramiento de la Calidad.			GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V.	C
R12	Colocar letreros que especifiquen las condiciones de operación del equipo y las instrucciones de trabajo para realizar con seguridad el Procedimiento de descarga de GNC.	Nodo 2	Elemento X.- Control de actividades y procesos. Elemento XIII.- Preparación y respuesta a emergencias.	Escenarios 2, 3 y 4	Fuga de Gas Natural en el Equipo de descompresión	GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V.	D
R13	Considerar la instalación de una planta auxiliar de energía eléctrica y elaborar un procedimiento para actuar durante el desabasto de energía eléctrica en la Terminal.		Elemento IX.- Mejores prácticas y Estándares.			GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V.	C
R14	Asegurar la aplicación del programa de mantenimiento preventivo al sistema de tierras físicas y pararrayos		Elemento IX.- Mejores prácticas y Estándares. Elemento XI.- Integridad Mecánica y aseguramiento de la Calidad.			GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V.	C



No.	Recomendación	Id. Del nodo	Elemento del SASISOPA asociado a recomendaciones	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo
				No.	Descripción		
R15	Asegurar la Inspección periódica y aplicación del programa de mantenimiento preventivo al sistema de aislamiento térmico de las tuberías del sistema.	Nodo 3	Elemento IX.- Mejores prácticas y Estándares. Elemento XI.- Integridad Mecánica y aseguramiento de la Calidad.			GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V.	C
R16	Considerar la colocación de señalización correspondiente a la leyenda Normalmente abierta - Normalmente cerrada, para válvulas.	Nodo 4	Elemento X.- Control de actividades y procesos. Elemento XIII.- Preparación y respuesta a emergencias.	Escenarios 5 y 6	Fuga de Gas Natural en el Área de la Estación de Medición	GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V.	C
R17	Supervisar los trabajos de mantenimiento a la Terminal		Elemento IX.- Mejores prácticas y Estándares. Elemento XI.- Integridad Mecánica y aseguramiento de la Calidad.			GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V.	c
R18	Asegurar la aplicación del recubrimiento anticorrosivo al sistema de tuberías.		Elemento XI.- Integridad Mecánica y aseguramiento de la Calidad.			GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V.	c

Así mismo, se adicionan las siguientes recomendaciones generales que el promovente deberá tomar en cuenta para la gestión de riesgos:

- R19.- Considerar la atención de las observaciones y/o comentarios realizados en la Lista de Verificación desarrollada para el Análisis Preliminar de Peligros.
- R20.- Asegurar la aplicación de los procedimientos operativos conforme a los manuales, códigos de diseño y asegurarse que se encuentre establecido dentro de su Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente (SASISOPA).
- R21.- El Análisis de Riesgos deberá evaluarse cada 5 años, previo al inicio, previo a un desmantelamiento o cuando ocurran accidentes.
- R22.- El Análisis de Riesgos se deberá actualizar en caso de modificaciones que impliquen cambios en los equipos, instalaciones o procesos originalmente aprobados en la Asignación, Contrato o Permiso otorgado o cualquier otra modificación que afecte el resultado del Análisis de Riesgo en cualquiera de las Etapas de Desarrollo del Proyecto.

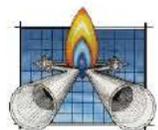
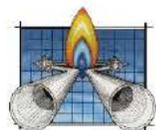
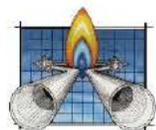


Tabla 2. Programa para la implementación de las Recomendaciones.

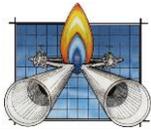
No.	Recomendación	Id. Del nodo	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo	Fecha o Periodo para su implementación
			No.	Descripción			
R1	Verificar el llenado de tanques y considerar la capacitación de los operadores en las actividades de carga y descarga.	Nodo 1	Escenario 1	Fuga de Gas Natural en el Panel de Decantación y Equipo de descompresión	GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V.	C	
R2	Supervisar la descarga de GNC				GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V.	C	
R3	Asegurarse que el personal de seguridad, encargado de la Terminal, se encuentre capacitado y sea capaz de atender cualquier anomalía en el proceso.				GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V.	B	
R4	Verificar que el equipo de descompresión o panel de decantación cuente con un dispositivo de ruptura.				GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V.	B	
R5	Asignar código de identificación al Procedimiento de emergencias por fuga y asegurarse que los Procedimientos se encuentren dentro de su Sistema de Gestión.				GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V.	B	
R6	Tener una bitácora de la revisión diaria de las instalaciones, previo al arranque de operaciones.				GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V.	D	
R7	Asegurar la aplicación del programa de mantenimiento preventivo a los accesorios e instrumentación del sistema.				GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V.	D	
R8	Asegurar la aplicación del programa de mantenimiento para los elementos que componen los tanques del contenedor móvil.				GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V.	C	



No.	Recomendación	Id. Del nodo	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo	Fecha o Periodo para su implementación
			No.	Descripción			
R9	Verificar que se cuente con aislamiento térmico en los elementos del sistema.				GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V.	C	
R10	Asegurar que en los procedimientos de emergencia, se consideren los eventos externos, como por ejemplo un incendio, donde deberán parar operaciones de descarga y alejar el contenedor móvil (camión) a una zona segura.				GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V.	C	
R11	Contar con un certificado de fabricación que demuestre el cumplimiento con las Normas Aplicables para la tecnología empleada.				GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V.	C	
R12	Colocar letreros que especifiquen las condiciones de operación del equipo y las instrucciones de trabajo para realizar con seguridad el Procedimiento de descarga de GNC.	Nodo 2	Escenarios 2, 3 y 4	Fuga de Gas Natural en el Equipo de descompresión	GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V.	D	
R13	Considerar la instalación de una planta auxiliar de energía eléctrica y elaborar un procedimiento para actuar durante el desabasto de energía eléctrica en la Terminal.				GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V.	C	
R14	Asegurar la aplicación del programa de mantenimiento preventivo al sistema de tierras físicas y pararrayos				GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V.	C	
R15	Asegurar la Inspección periódica y aplicación del programa de mantenimiento preventivo al sistema de aislamiento térmico de	Nodo 3			GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V.	C	

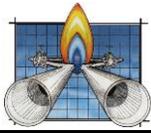


No.	Recomendación	Id. Del nodo	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo	Fecha o Periodo para su implementación
			No.	Descripción			
	las tuberías del sistema.						
R16	Considerar la colocación de señalización correspondiente a la leyenda Normalmente abierta - Normalmente cerrada, para válvulas.	Nodo 4	Escenarios 5 y 6	Fuga de Gas Natural en el Área de la Estación de Medición	GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V.	C	
R17	Supervisar los trabajos de mantenimiento a la Terminal				GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V.	C	
R18	Asegurar la aplicación del recubrimiento anticorrosivo al sistema de tuberías.				GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V.	C	
R19	Considerar la atención de las observaciones y/o comentarios realizados en la Lista de Verificación desarrollada para el Análisis Preliminar de Peligros.				GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V.	No Aplica	Durante la siguiente etapa del proyecto
R20	Asegurar la aplicación de los procedimientos operativos conforme a los manuales, códigos de diseño y asegurarse que se encuentre establecido dentro de su Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente (SASISOPA).				GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V.	No Aplica	Durante la etapa de operación
R21	El Análisis de Riesgos deberá evaluarse cada 5 años, previo al inicio, previo a un desmantelamiento o cuando ocurran accidentes.				GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V.	No Aplica	Cuando Aplique
R22	El Análisis de Riesgos se deberá actualizar en caso de modificaciones que impliquen cambios en los equipos, instalaciones o procesos originalmente aprobados en la Asignación, Contrato o Permiso otorgado o cualquier otra modificación que afecte el resultado del Análisis de Riesgo en cualquiera de las Etapas de Desarrollo del Proyecto.				GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V.	No Aplica	Cuando Aplique



Índice

IX. CONCLUSIONES.2



IX. CONCLUSIONES.

El presente Análisis de Riesgo realizado a la Terminal de Descarga Mina Santa Elena, se apega a lo requerido en la “Guía para la Elaboración del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH)”.

El ARSH llevó a la conclusión de que los riesgos mayores en la Terminal, es la ocurrencia de incendio y explosión por fuga de Gas Natural, lo anterior derivado de fallas de instrumentación o equipos, desvío en los procedimientos de operación y/o mantenimiento, así como a las condiciones de operación, por lo que las medidas de prevención y control que se instauraron en cada punto de la instalación para reducir los riesgos existentes, juegan un papel muy importante durante la operación de la Terminal.

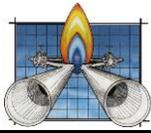
El riesgo existente en la actividad realizada (Descarga y Descompresión de Gas Natural) es evidente, mismo que es controlable y puede ser posible su reducción poniendo especial atención en las actividades de mantenimiento y supervisión constante en la operación de las instalaciones de la Terminal. Aunado a lo anterior, los aspectos constructivos que aseguren al sistema una integridad funcional alta y aceptable, la correcta aplicación de los procedimientos y/o programas de operación y mantenimiento que la promotora tiene establecidos para la aplicación de las buenas prácticas de ingeniería en la operación, permitirá que se pueda realizar una mejora continua, además, estas ayudarán a anticiparse a cualquier falla mecánica o de operación que se pudiera presentar.

Con la aplicación de la metodología HAZOP se identificaron y evaluaron los escenarios (desviaciones) de riesgo con diferente grado de importancia, los cuales pueden causar daños al personal, impacto ambiental y daños a la instalación. Los resultados se distribuyen de la siguiente manera:

- 9 escenarios (18%) de nivel Bajo catalogado como Riesgo aceptable sin revisión.
- 38 escenarios (74 %) de nivel Medio que se catalogan como Riesgo aceptable con revisión.
- 4 escenarios (8 %) de nivel Serio que se catalogan como Riesgo indeseable.

Así mismo, se aplicó un análisis cuantitativo (Árbol de Fallas), con el fin de obtener de manera cuantitativa, la probabilidad de ocurrencia de las fallas o desviaciones con nivel de riesgo serio, identificadas en la metodología cualitativa. Posteriormente, los resultados de estas metodologías sirvieron de base para determinar los posibles escenarios de riesgo en la instalación y efectuar el análisis de consecuencias.

Las simulaciones consideradas en el ARSH, dan como resultado que pueden presentarse eventos por fugas que derivan en un incendio y/o explosión del combustible, mismas que tendrían afectaciones de alto riesgo a las instalaciones propias de la Terminal y sobre algunas áreas de la Mina (con posible efecto dominó) que se encuentran dentro de las Zonas de Alto Riesgo (ZAR) de los eventos simulados, debido a los radios resultantes de los escenarios, E1-N01-PC-TD_MSE (CHOF y UVCE) y E3-N02-PC-TD_MSE (CHOF y UVCE), obtuvieron los mayores radios de afectación y peores consecuencias para las instalaciones, donde el alcance de las ZAR para incendio y explosión del Escenario 1, fue de 96.80 y 205.75 m de distancia, respectivamente y para el Escenario 3, su alcance de la ZAR para Incendio fue de 112.95 m y explosión fue de 294.79 m, mismos radios que abarcan por completo las instalaciones de la Terminal y tres áreas aledañas: Área auxiliar 1, 2 y 3 de la Mina y Almacén de Producto.



Referente a las simulaciones E5-N04-PC-TD_MSE (CHOF) y E6-N04-CMP-TD_MSE (CHOF), tienen alcances de afectación solo dentro de la propia Terminal, mismos que presentan consecuencias poco graves.

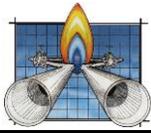
De lo anterior, es importante mencionar que de acuerdo con la ponderación empleada en el análisis cualitativo (de acuerdo a la Matriz de Riesgos) y en el análisis cuantitativo (Árbol de fallas), los escenarios más catastróficos (Peor caso - PC), tienen una probabilidad muy baja de ocurrencia y los escenarios menos catastróficos (Caso Más Probable - CMP), representan una probabilidad de ocurrencia media.

Es importante señalar, que para las simulaciones se consideraron las máximas condiciones de operación y los peores escenarios y circunstancias atmosféricas, por lo que dichos resultados representarán las consecuencias y afectaciones más catastróficas que pudieran ocurrir en la Terminal.

Para realizar el análisis de consecuencias, se asumieron los criterios bajo consenso del equipo de análisis de riesgo, así como los criterios propuestos en la "Guía para la Elaboración del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH)".

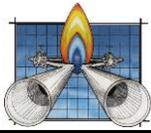
Una vez revisados los valores / índices de frecuencia y gravedad del Análisis cualitativo y considerando los resultados de Análisis Detallado de Frecuencias y Análisis de Consecuencias, resulta que el escenario E3-N02-PC-TD_MSE representa el Peor Caso (caso más catastrófico) que pudiera ocurrir en la Terminal de Descarga y el escenario E6-N04-CMP-TD_MSE corresponde al Caso Más Probable (escenarios con mayor probabilidad de ocurrencia).

Cabe recalcar, que las medidas de seguridad tanto de diseño, como de operación y los planes, programas y/o procedimientos con que cuenta o contará la instalación, harán que dichos escenarios sean muy poco probables y que sus posibles consecuencias se reduzcan considerablemente.



Índice

X. RESUMEN EJECUTIVO.....	2
X.1. Resumen del Proyecto.....	2
X.2. Informe Técnico.....	4



X. RESUMEN EJECUTIVO.

X.1. Resumen del Proyecto.

El presente proyecto consiste en el diseño ejecutivo para la construcción, instalación y operación de la Terminal de Descarga Mina Santa Elena (PROYECTO), propiedad de GNC Hidrocarburos, S.A. de C.V., será utilizada para descomprimir el Gas Natural Comprimido (GNC) y almacenado en los tanques del contenedor móvil (camiones/tráileres), con el fin de suministrar Gas Natural para uso de la Planta (Mina). La Terminal de Descarga está localizada

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

La Terminal de Descarga tendrá la capacidad de recibir el Gas Natural Comprimido a través de los Transportes viales con tanques Contenedores de GNC, los cuales son llenados con Gas Natural en la Estación Madre. Los tanques son descargados (Alta presión de aproximadamente 253 kg/cm² (3600 Psi)) a través de mangueras especiales que alimentan al equipo de descompresión de la Terminal de Descarga (Estación Hija). El equipo de descompresión reduce la Presión y Alto flujo a través de válvulas reguladoras hasta 4.08 kg/cm² (58.01 Psi), permitiendo a la vez que el flujo no sea afectado.

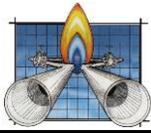
Una vez que la presión es reducida y como la diferencia de presión es muy significativa, el gas puede alcanzar una temperatura de congelamiento en la descarga de la unidad de descompresión, requiriendo un equipo de calentamiento que eleve la temperatura del gas por medio de circulación de agua caliente 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.

La instalación de la Terminal de Descarga ocupará una superficie de 517.44 m², distribuida de la siguiente manera:

- Área de Equipos: 28.60 m²
- Área de Estación de Medición: 3.92 m²
- Área de descarga: 349.60 m²
- Área de servicios: 41.38 m²
- Área de circulación peatonal: 93.94 m²
- Área Total de la ED: 517.44 m²

Para el presente Análisis de Riesgos se emplearon las siguientes metodologías y herramientas:

- HAZOP, para determinar las desviaciones (escenarios) de mayor riesgo en las instalaciones, mismas que pueden repercutir en eventos de riesgo con potencial de daño a la infraestructura y al medio ambiente.
- Matriz de Riesgos, para realizar la Jerarquización de los riesgos determinados en el análisis cualitativo.
- Árbol de fallas, para la estimación de la frecuencia cuantitativa de los escenarios ubicados en zonas de riesgo "ALARP" o "No Tolerable" del análisis cualitativo de riesgos.
- Software PHAST versión 6.7, para realizar los análisis de consecuencias de los escenarios de simulación propuestos.



Respecto a los resultados de las hojas de trabajo para los 4 nodos analizados mediante la metodología HAZOP, se encontraron un total de 51 desviaciones (escenarios) para posibles causas que originan la desviación, así mismo, entre estas se identificaron 9 escenarios con categoría de riesgo Bajo catalogado como Riesgo aceptable sin revisión, 38 de nivel Medio que se catalogan como Riesgo aceptable con revisión y 4 escenarios de riesgo Serio catalogado como Riesgo Indeseable.

Una vez revisados los valores / índices de frecuencia y gravedad del Análisis cualitativo y considerando los resultados de Análisis Detallado de Frecuencias y Análisis de Consecuencias, resulta que el escenario E3-N02-PC-TD_MSE representa el Peor Caso (caso más catastrófico) que pudiera ocurrir en la Terminal de Descarga y el escenario E6-N04-CMP-TD_MSE corresponde al Caso Más Probable (escenarios con mayor probabilidad de ocurrencia).

De lo anterior, es importante que la promovente implemente y considere las recomendaciones derivadas del análisis HAZOP, donde las más significativas para el estudio y las cuales resultaron de las desviaciones que dieron origen a los Escenarios de Riesgo seleccionados para simulación, son los siguientes:

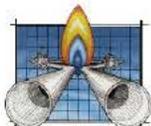
- R3.- Asegurarse que el personal de seguridad, encargado de la Terminal, se encuentre capacitado y sea capaz de atender cualquier anomalía en el proceso.
- R4.- Verificar que el equipo de descompresión o panel de decantación cuente con un dispositivo de ruptura.
- R5.- Asignar código de identificación al Procedimiento de emergencias por fuga y asegurarse que los Procedimientos se encuentren dentro de su Sistema de Gestión.
- R6.- Tener una bitácora de la revisión diaria de las instalaciones, previo al arranque de operaciones.
- R7.- Asegurar la aplicación del programa de mantenimiento preventivo a los accesorios e instrumentación del sistema.

El presente Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH) realizado a la Terminal de Descarga Mina Santa Elena, se apega a lo requerido en la “Guía para la Elaboración del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH)”.

El ARSH llevó a la conclusión de que los riesgos mayores en la Terminal, es la ocurrencia de incendio y explosión por fuga de Gas Natural, lo anterior derivado de fallas de instrumentación o equipos, desvío en los procedimientos de operación y/o mantenimiento, así como a las condiciones de operación, por lo que las medidas de prevención y control que se instauraron en cada punto de la instalación para reducir los riesgos existentes, juegan un papel muy importante durante la operación de la Terminal.

Así mismo, es importante mencionar que de acuerdo con la ponderación empleada en el análisis cualitativo (de acuerdo a la Matriz de Riesgos) y en el análisis cuantitativo (Árbol de fallas), los escenarios más catastróficos (Peor caso - PC), tienen una probabilidad muy baja de ocurrencia y los escenarios menos catastróficos (Caso Más Probable - CMP), representan una probabilidad de ocurrencia media.

Por lo antes mencionado, los riesgos existentes en la instalación son evidentes, mismos que son controlables y de ser posible su reducción poniendo especial atención en las actividades de mantenimiento y supervisión constante en las actividades de operación. Aunado a lo anterior, los programas de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo, ayudarán a anticiparse a cualquier falla mecánica o de operación que se pueda llegar a presentar.



ACTIVIDAD DEL SECTOR HIDROCARBUROS (artículo 3o., fracción XI de la Ley de la ASEA)											
a	Reconocimiento, exploración superficial, exploración y extracción de Hidrocarburos	b	Tratamiento, refinación, enajenación, comercialización, transporte y almacenamiento del petróleo	c	Procesamiento, compresión, licuefacción, descompresión y regasificación, así como transporte, almacenamiento y distribución y expendio de gas natural	d	Transporte, almacenamiento y distribución de gas licuado de petróleo	e	Transporte, almacenamiento y distribución de petrolíferos	f	Transporte por ducto y almacenamiento que se encuentre vinculado a ductos de petroquímicos, producto del procesamiento de gas natural y de la refinación del petróleo

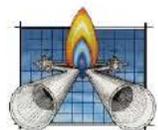
USO DE SUELO DONDE SE ENCUENTRA LA EMPRESA					
Agrícola	N/A	Rural	X	Habitacional	N/A
Comercial	N/A	Mixto	N/A	Industrial	X
EL PROYECTO Y/O INSTALACIÓN SE ENCUENTRA UBICADA EN UNA ZONA CON LAS SIGUIENTES CARACTERÍSTICAS					
Zona industrial	N/A	Zona habitacional	N/A	Zona suburbana	N/A
Parque industrial	N/A	Zona urbana	N/A	Zona rural	X
LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA			SUPERFICIE		
[REDACTED]			Requerida:	517.44	m ²
			Total:	517.44	m ²

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

N/D= No disponible.

Sustancias manejadas

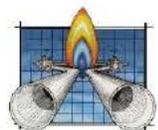
No.	Clave del escenario	Nombre químico de la sustancia (IUPAC)	No. CAS	Riesgo químico					Capacidad de la unidad mayor
				C	R	E	T	I	
1	E1-N01-PC-TD_MSE	Gas natural	8006-14-2			X		X	2,000 Sm ³ /h
2	E2-N02-CMP-TD_MSE								
3	E3-N02-PC-TD_MSE								
4	E4-N02-CMP-TD_MSE								
5	E5-N04-PC-TD_MSE								
6	E6-N04-CMP-TD_MSE								



Identificación y clasificación de riesgos

No.	Clave del escenario	Accidente Hipotético				Ubicación					Metodología empleada para la identificación de peligros y evaluación de riesgos	Componente ambiental afectado
		Fuga	Derrame	Radiación térmica	Sobrepresión	Etapa de Operación				Unidad o equipo de proceso		
						Almacenamiento	Proceso	Transporte	Servicios			
1	E1-N01-PC-TD_MSE	✓	N/A	✓	✓	N/A	✓	N/A	N/A	Panel de Decantación	HAZOP	Aire y suelo
2	E2-N02-CMP-TD_MSE	✓	N/A	✓	✓	N/A	✓	N/A	N/A	Equipo de descompresión	HAZOP	Aire y suelo
3	E3-N02-PC-TD_MSE	✓	N/A	✓	✓	N/A	✓	N/A	N/A	Equipo de descompresión	HAZOP	Aire y suelo
4	E4-N02-CMP-TD_MSE	✓	N/A	✓	✓	N/A	✓	N/A	N/A	Equipo de descompresión	HAZOP	Aire y suelo
5	E5-N04-PC-TD_MSE	✓	N/A	✓	✓	N/A	✓	N/A	N/A	Estación de medición	HAZOP	Aire y suelo
6	E6-N04-CMP-TD_MSE	✓	N/A	✓	✓	N/A	✓	N/A	N/A	Estación de medición	HAZOP	Aire y suelo

N/A= No aplica.



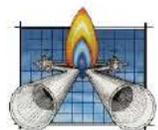
Criterios para la estimación de consecuencias

No.	Clave del escenario	Tipo de caso simulado	Tipo de liberación		Inventario total liberado (m ³ /s, m ³ o kg)		Estado físico	Programa de simulación empleado	Velocidad del viento (m/s)	Estabilidad atmosférica	Humedad	Tiempo de fuga (s)
			Masiva	Continua	Cantidad	Unidad						
1	E1-N01-PC-TD_MSE	Peor Caso	N/A	✓	1,621.242 kg	Kg	Gas	PHAST 6.7	1.5	F	62%	60
2	E2-N02-CMP-TD_MSE	Caso más probable	N/A	✓	468.571 kg	Kg	Gas	PHAST 6.7	1.5	F	62%	60
3	E3-N02-PC-TD_MSE	Peor Caso	N/A	✓	3,028.692 kg	Kg	Gas	PHAST 6.7	1.5	F	62%	60
4	E4-N02-CMP-TD_MSE	Caso más probable	N/A	✓	121.147 kg	Kg	Gas	PHAST 6.7	1.5	F	62%	60
5	E5-N04-PC-TD_MSE	Peor Caso	N/A	✓	352.048 kg	Kg	Gas	PHAST 6.7	1.5	F	62%	60
6	E6-N04-CMP-TD_MSE	Caso más probable	N/A	✓	1,408.194 kg	Kg	Gas	PHAST 6.7	1.5	F	62%	60

N/A= No aplica.

N/D = No disponible.

CHOF: Chorro de fuego o Jet fire, y UVCE: Explosión por nube de vapor no confinada.



Resultados de la estimación de consecuencias

No.	Clave del escenario	Dispersión tóxica			Radiación térmica			Sobrepresión		
		IDHL	TLV8h	TLV15 min	1.4 kW/m ²	5 kW/m ²	12.5 - 37.5 kW/m ²	0.5 psi	1.0 psi	3 - 10 psi
1	E1-N01-PC-TD_MSE	N/A	N/A	N/A	CHOF: 125.61	CHOF: 96.80	CHOF: 84.04 - 73.48	UVCE: 235.16	UVCE: 205.75	UVCE: 182.31 - 170.92
2	E2-N02-CMP-TD_MSE	N/A	N/A	N/A	CHOF: 65.88	CHOF: 47.22	CHOF: 38.70 - 30.50	UVCE: 107.01	UVCE: 92.53	UVCE: 80.98 - 75.37
3	E3-N02-PC-TD_MSE	N/A	N/A	N/A	CHOF: 165.19	CHOF: 112.95	CHOF: 88.90 - 67.84	UVCE: 336.43	UVCE: 294.79	UVCE: 261.59 - 245.47
4	E4-N02-CMP-TD_MSE	N/A	N/A	N/A	CHOF: 31.69	CHOF: 23.66	CHOF: 19.78 - 15.64	UVCE: 46.27	UVCE: 39.90	UVCE: 34.83 - 32.36
5	E5-N04-PC-TD_MSE	N/A	N/A	N/A	CHOF: 56.69	CHOF: 40.94	CHOF: 33.71 - 26.71	UVCE: 90.81	UVCE: 78.76	UVCE: 69.14 - 64.47
6	E6-N04-CMP-TD_MSE	N/A	N/A	N/A	CHOF: 9.32	CHOF: 7.15	CHOF: N/R	NA	NA	NA

N/A= No aplica.

N/D= No disponible.

CHOF: Chorro de fuego o Jet fire, CHAF: Charco de fuego o Pool fire, y UVCE: Explosión por nube de vapor no confinada. NR: No reacciona