

I. ESCENARIOS DE LOS RIESGOS AMBIENTALES RELACIONADOS CON EL PROYECTO

I.1 Descripción del sistema de transporte

Ubicación del proyecto, art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

CUGAS S.A. DE C.V., necesita atender su demanda requerida de transporte de gas natural; por lo que es necesario construir una estación de regulación y medición, la cual estará ubicada en el municipio de Querétaro, Querétaro. Dicha estación tendrá la capacidad de suministrar el consumo pico requerido de Gas Natural en un tiempo de 24 hrs de consumo diario. El punto de interconexión de la Estación de Regulación y Medición (ERM) o City Gate, se realizará en el gasoducto 16" tramo Querétaro – San José Iturbide, Km [REDACTED], mediante una tubería de AC de 4" la cual tendrá una longitud de 18 m en el trazo de interconexión y de 393 m aproximadamente, de la tubería de suministro AC de 4" cedula 80.

La localización de los puntos de recepción y entrega se muestran a continuación

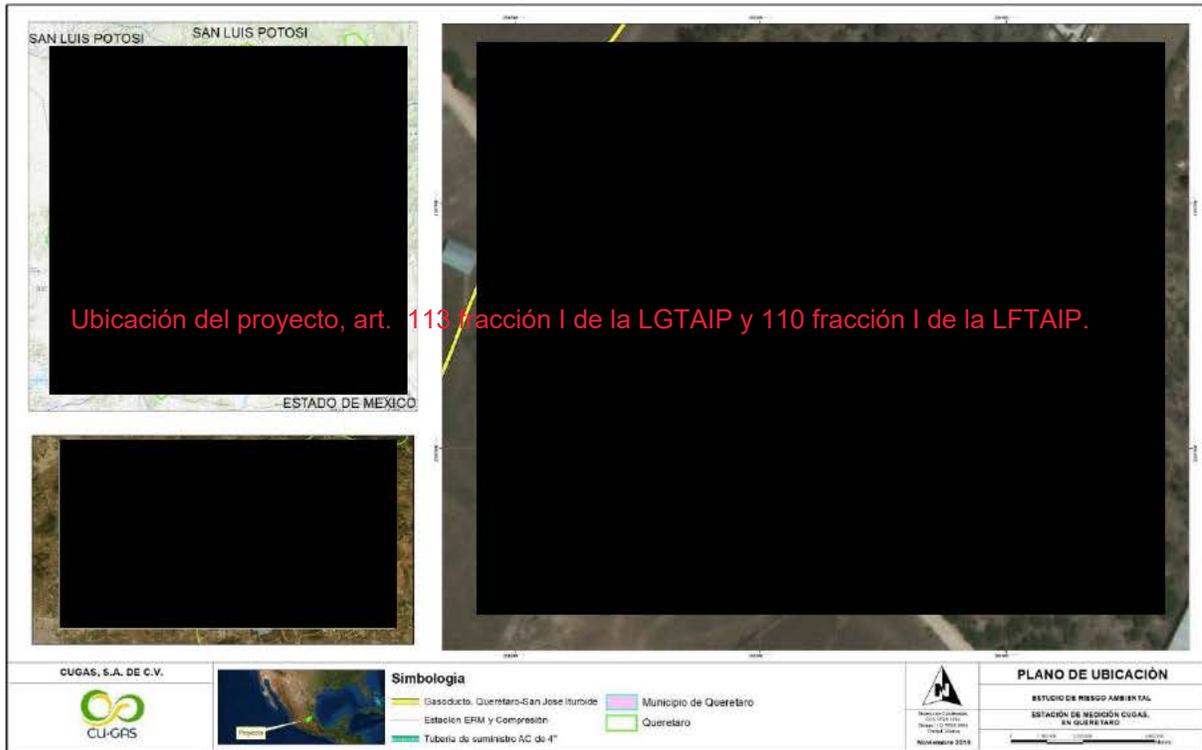
Coordenadas del proyecto, art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP

TABLA I.1 LOCALIZACIÓN DE LOS PUNTOS DE RECEPCIÓN Y ENTREGA

PUNTO	INSTALACIÓN	COORDENADAS UTM		COORDENADAS GEOGRÁFICAS	
		X	X	LATITUD N	LONGITUD O
Recepción	Interconexión de la tubería de suministro de 4" con el Gasoducto Querétaro San José Iturbide 16"	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Entrega	Llegada de la tubería de suministro a la estación de compresión.	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

La siguiente imagen muestra la ubicación geográfica del sistema y el plano correspondiente se presenta en el Anexo I.1.

FIGURA I.1 LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO



ANEXO I.1 PLANO DE LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO

Las instalaciones que conforman el proyecto son las siguientes:

- Tubería de interconexión
- Estación de Regulación y Medición
- Tubería de suministro de 4" AC
- Estación de suministro (compresores y dispensarios)

A continuación, describen las instalaciones que conforman el proyecto.

I.1.1. Tubería de interconexión

La tubería de interconexión será de 4" de diámetro, de acero al carbón cedula 80 API 5L X-42. Esta tubería se interconecta con el Gasoducto Querétaro- San José Iturbide 16" en el cadenamiento 53+560 del mismo. Tendrá una longitud de 18 m aproximadamente, desde el punto de interconexión hasta la entrada a la ERM.

La tubería de interconexión tendrá los siguientes accesorios:

Niple

La tubería a emplear para el niple de interconexión será de 4" de diámetro nominal API 5L X-52 cedula 80, con un espesor de pared 8.56 mm (0.337"), sin costura.

Válvula de seccionamiento (troncal)

Válvula de compuerta tipo bola de paso completo y continuado marca WALWORTH de 4" clase ANSI 600 WCB, lubricable bridada ambos extremos con caras RTJ para usarse con 2 juntas para anillo R-37, y con niple – válvula de ½" Ø en el dren de purga.

Bridas

Las bridas a emplear tendrán las siguientes características:

- Brida de cuello soldable (Welding Neck) acero al carbón tipo RTJ de 4" de diámetro, especificación ASTM A 105, clase 600#, espesor según ANSI B-36.10, dimensiones de acuerdo al ANSI B-36.5.
- Brida ciega de 4" de D.N., ANSI 600# RTJ. De acero al carbón forjado, especificación ASTM-A-105, cara para junta RTJ espesor de acuerdo al ANSI B-36.10 y dimensiones según ANSI B-36.5.

Junta aislante

Junta aislante tipo monoblock de 4" 600#, de acero al carbón esp. 0.337" (ced. 80).

Anillos RTJ

Anillos RTJ tipo R-37, octagonal de acero inoxidable, dureza BRIDELL 90.

Espárragos

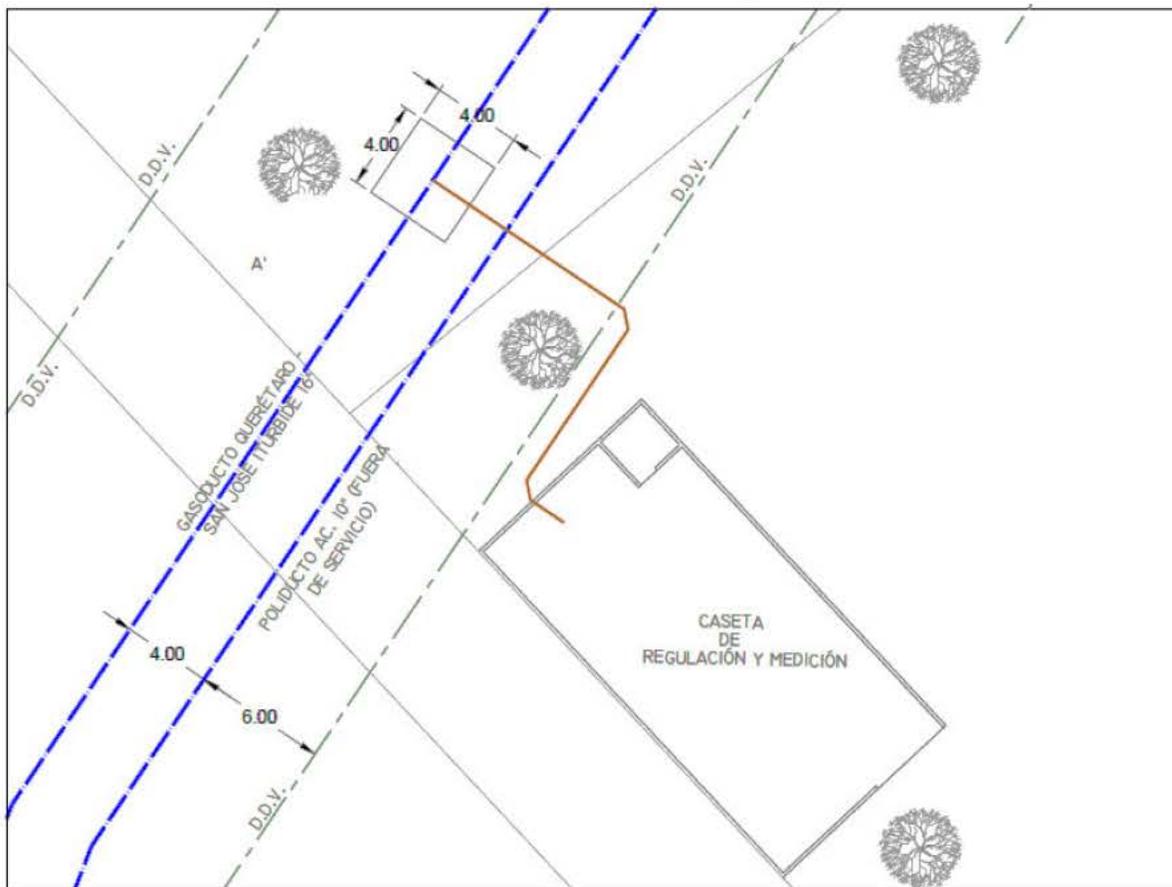
16 espárragos de acero, aleación ASTM-A-193, B-7, con dos tuercas hexagonales compañeras cada una, de acero al carbón ASTM-A-194, gr. 2H. de 22.23 mm. de diámetro x 152.4 mm. de longitud (7/8" x 6"), tratados con aleación ternaria Níquel – Cobalto – Boro tipo Super Star marca DOX.

Ventilas

2 piezas de ventilas de 4" Ø, en acero al carbón, para colocarse en la losa prefabricada del registro de la válvula troncal.

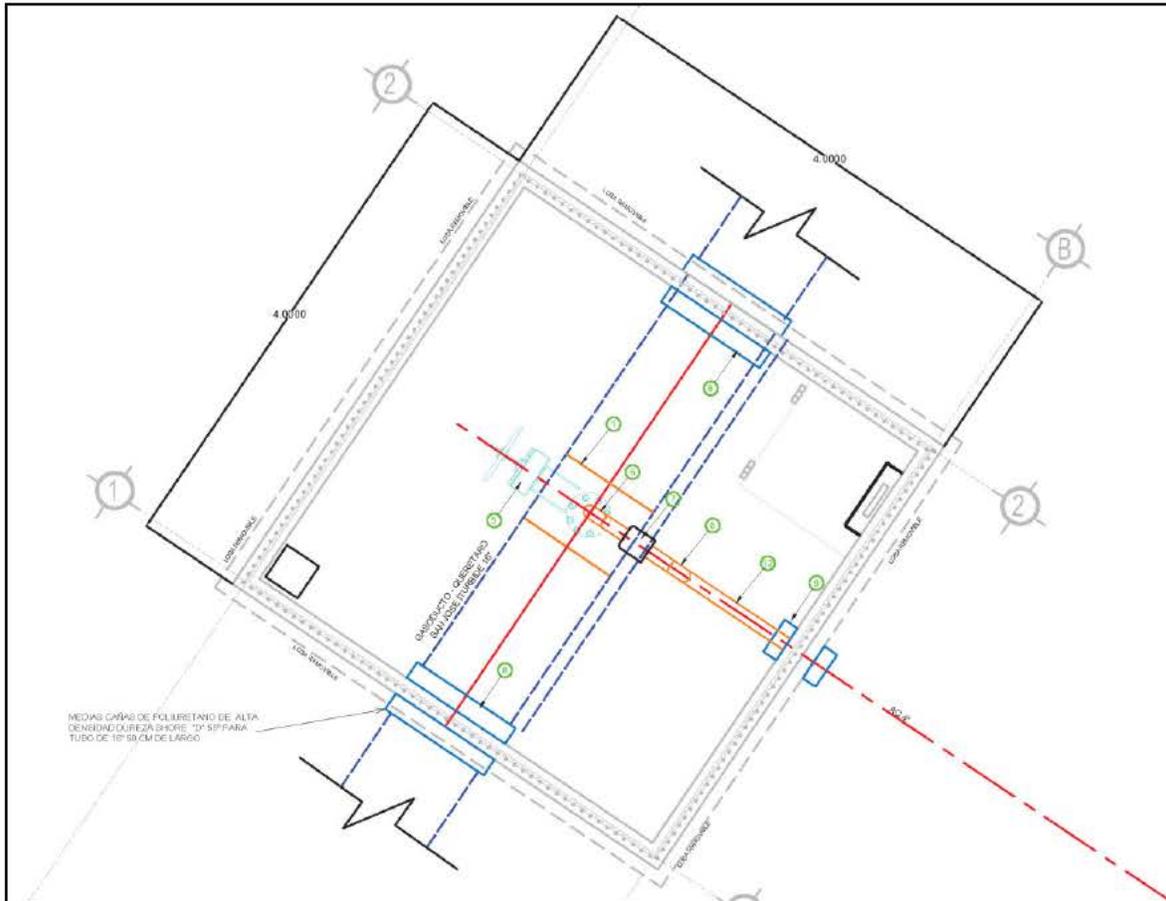
En la siguiente figura se muestra la interconexión de la tubería de 4" con el Gasoducto Querétaro- San José Iturbide y en el Anexo I.2, se presenta el plano correspondiente.

FIGURA I.2 INTERCONEXIÓN DE TUBERÍA DE 4" CON GASODUCTO QUERÉTARO-SAN JOSÉ ITURBIDE 16"



ANEXO I.2 PLANO DE INTERCONEXIÓN DE TUBERÍA DE 4" CON GASODUCTO QUERÉTARO-SAN JOSÉ ITURBIDE 16"

FIGURA I.3 PUNTO DE INTERCONEXIÓN



I.1.2. Estación de Regulación y Medición (ERM)

La ERM se ubicará aproximadamente a 15 m del punto de interconexión del Sistema de Transporte Gasoducto de 16" Querétaro-San Luis Potosí en el km 53+250. La ERM contará con dos trenes de filtración, regulación, medición y corrección de flujo; además contará con un sistema de comunicación y respaldo de energía. Estos equipos se describen a continuación.

Entrada a la ERM

Al inicio de la estación se encuentra unas bridas de acero al carbón de 4" ANSI 600 R.F., entre las cuales se instalarán una junta aislante tipo Micarta de 4" ANSI 600 y enseguida un arreglo (manifold) de válvulas aguja y manómetro (PI-101), donde estará instalado el transmisor indicador de presión (PIT-101), el cual enviara una

señal de 4-20 mA hacia el computador de flujo (FQIT-101), Posteriormente se encuentra el paso de filtración.

Tren de Filtración

Este paso de filtración será doble, tanto en el tren 101 como en el 111 contarán con una válvula bola de acero al carbón de 4" ANSI 600 R.F. a prueba de explosión, posteriormente se encuentra el filtro coalescedor con estampado ASME (ASME sección 8 DIV 1), modelo C4"-1480F ANSI 600, la salida del filtro será en 4" y posteriormente se encuentra una reducción concéntrica de 4" a 2" cedula 80.

Filtro coalescedor

El filtro de cartucho coalescedor en posición horizontal cuenta con 2 coples, uno a la entrada y otro a la salida, estos son para conectar un indicador de presión diferencial y así poder monitorear la caída de presión en el filtro, la lectura de este dato permite la saturación de impurezas retenidas en el cartucho. La caída de presión inicial aumentará gradualmente a medida que el cartucho se ensucie, el reemplazo del cartucho se debe hacer cuando la diferencia de presión entre la entrada y salida (ΔP) sea mayor a 15 psi. Para el paso de filtración tiene una salida de 4" ANSI 600".

Tren de Regulación

Este paso será con doble línea de regulación, en cada tren (101-111) contará con lo siguiente:

Una reducción de 4" a 2" en cedula 80, posteriormente se encuentra el regulador EZR SLAM-SHUT (PCV 101, PCV-111) 2", para este regulador la presión de entrada será de 53.6 Kg/cm² y la presión regulada de salida será de 40 Kg/cm². La señal de presión se tomará del indicador de presión (manómetro PI-102, PI-103), por lo que el set point por alta presión de 43 kg/cm² y el set point por baja presión será de 37 Kg/cm², si existiera una sobrepresión o baja presión (fuga) la válvula de corte del regulador cerrará el paso de gas, y enseguida una ampliación concéntrica de 2" a 4".

Medición

Este paso contará con doble tren (101-111) de medición. Esta sección medirá el flujo de gas de la estación, dos medidores tipo turbina 4" G-250 ANSI 600, trabajando a una presión de operación de 40 Kg/cm², el medidor FT/FE-101 es el que estará midiendo el gas y el medidor FT/FE-102 estará en modo espera. Estos medidores enviarán señales de pulsos eléctricos de alta frecuencia que son recibidos y contabilizados junto con las señales de temperatura y presión, por el computador de flujo. Cada tren (101 y 111) contará con lo siguiente:

Posterior al paso de regulación se colocará un tramo de tubería de 4" con una longitud de 10 Ø y enseguida se instalará el medidor tipo turbina de 4" G-250 ANSI 600, los transmisores de presión (PIT-102 y PIT-103) se instalarán directamente al cuerpo de la turbina, posteriormente y a una distancia de 1 Ø se instalará el transmisor indicador de temperatura (TIT-101-102), y a una distancia de 2 Ø se instalará un termopozo para colocar un elemento de temperatura (termómetro) marca DEWIT en acero inoxidable (TE-102-104), caratula de 4", con un rango de operación de -20°C a +100° C., enseguida se encontrarán las válvula bola de 4" ANSI 600 a prueba de explosión.

Posteriormente una tee ac. 4" ced 80 unirá los trenes 101 y 111 y enseguida un elemento de presión (manómetro), enseguida se encuentran bridas de acero al carbón de 4" ANSI 600 R.F, y al final un codo de 90° ac. 4".

Para fines de operación y mantenimiento se considera que el tren 101 será el que se encuentre trabajando, en el caso de que este tren quede fuera para su mantenimiento, entrará en operación el tren 111, y para esto se cerraran las válvulas BV-101-01 y BV-101-03 y para que entre en operación el tren 111 se abrirán las válvulas BV-111-02 y BV-111-04.

Corrección de flujo

- Computador de Flujo

El Computador de flujo realiza principalmente la corrección del flujo medido por el elemento primario de flujo afectado por las variables Presión y Temperatura. El computador monitorea, registra y corrige simultáneamente las variables instantáneas en la línea de medición y las almacena en memoria. Para llevar a cabo esta tarea, el computador recibe señales eléctricas con la información de cada variable que se quiere conocer, de acuerdo lo siguiente:

Flujo: Emisor de pulsos del medidor.

Temperatura: RTD montado sobre la tubería después de la turbina, el cual enviará los datos del computador de flujo.

Presión: Envía la señal neumática convertida en 4-20 mA al computador de flujo.

Toda la información contenida en el computador de flujo se puede descargar y/o reconfigurar mediante la interrogación remota.

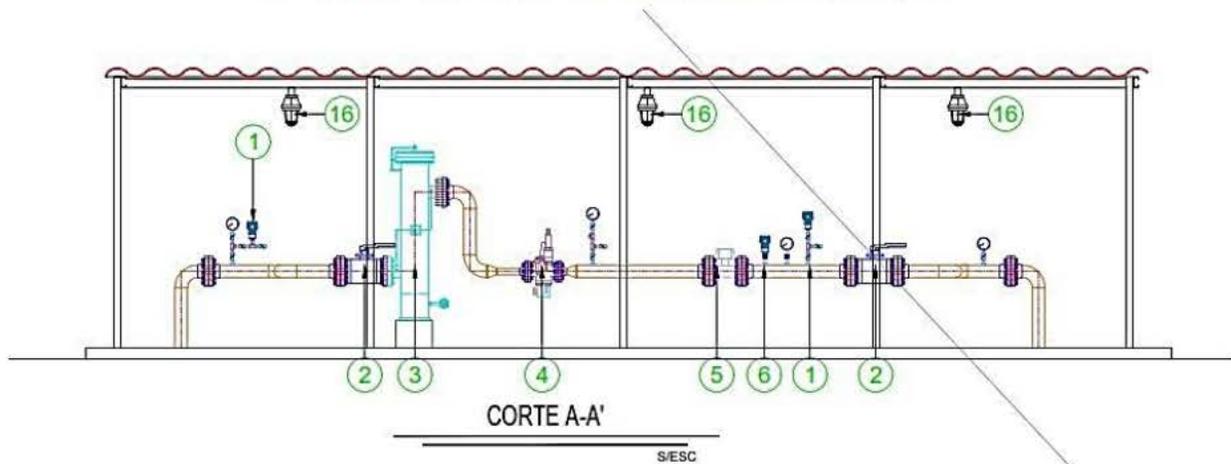
- Comunicación

La estación dispondrá de los siguientes equipos y materiales para integrar al CENAGAS el transporte de los datos desde la caseta de medición:

- a. Antena Vsat, modelo SKYWARE GLOBAL, tipo 965 clase I.
- b. Convertidor ascendente BUV NJT5036
- c. Convertidor de reducción de ruido LNB NJR2835
- d. Modem satelital GILAT, modelo SKYEDG II-C GEMINI
- e. Equipo de red industrial, ROUTER HUAWEI modelo AR531
- f. Equipo de monitoreo de red industrial, NOZOMI modelo R50
- g. Convertidor de medios, MOXA modelo NPORT 6150 series
- h. Gabinete de grado de protección IP54, montaje en piso o pared.

En la siguiente figura se muestran los componentes de la Estación de Regulación y Medición.

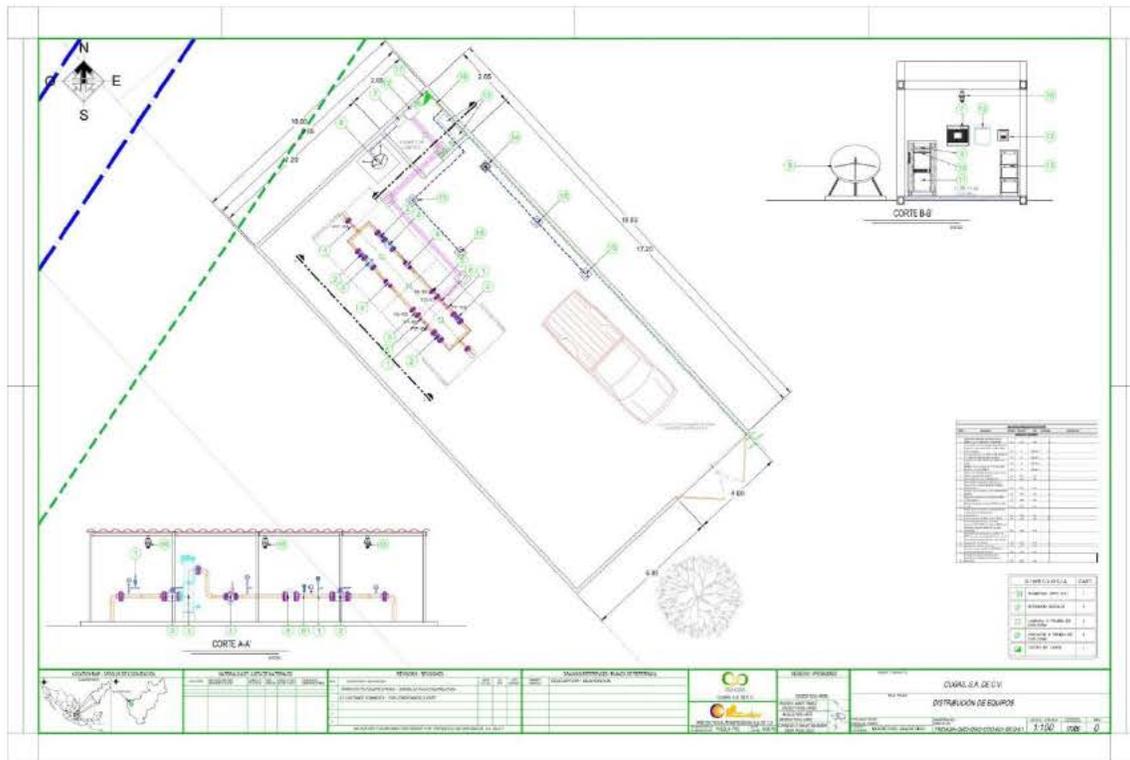
FIGURA I.4 CORTE DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN



1. Transmisor indicador de presión, marca SMAR, modelo LD291 M-51 1102HOP9
2. Válvula tipo bola de acero al carbón, marca WALWORTH, modelo 8612-ACR-T1-A105N
3. Filtro coalescedor c4-1480, ASME, ANSI 600 R.F, Marca FILTERFAB, acero al carbón
4. Regulador Ac. EZR SLAM-SHUT, BM2, Marca Fisher
5. Medidor tipo turbina de Ac.4" G-250, ANSI 600-R.F., Marca VEMMTEC
6. Transmisor indicador de temperatura, marca SMAR, modelo TT3011210P9
16. Lámpara a prueba de explosión

A continuación, se muestra el arreglo de la ERM y en el Anexo I.3 se presenta el plano correspondiente.

FIGURA I.5 ARREGLO GENERAL DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN



ANEXO I.3 PLANO DE ARREGLO GENERAL DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN

I.1.3. Tubería de suministro

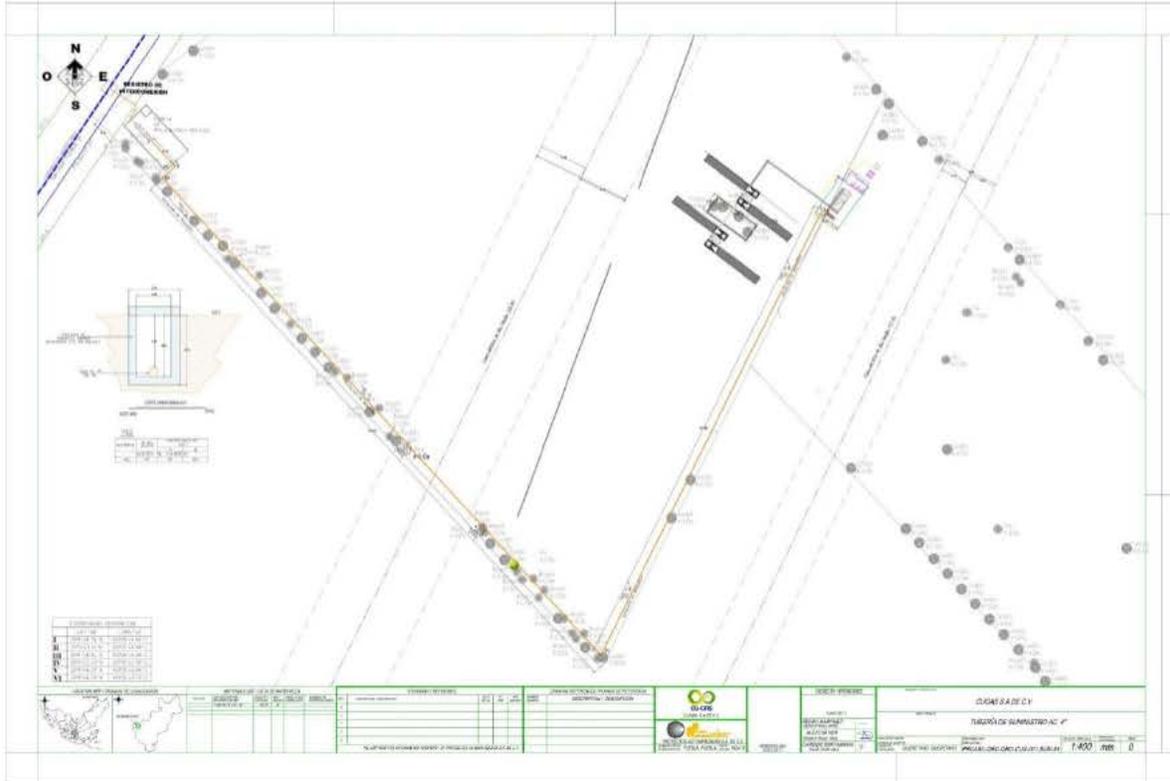
La tubería de suministro de gas desde la salida de la ERM hasta los compresores será de 4" cedula 80 API 5L X-42 con una longitud de 393 m. aproximadamente, sin costura y con protección mecánica y anticorrosiva.

La soldadura a emplear tendrá las siguientes características:

- Unión filete con electrodo soldable con arco eléctrico (SMAW), con especificaciones AWS A5. 1-91, clasificación E7010 de 1/8" y 5/32".
- Unión filete con electrodo soldable con arco eléctrico (SMAW), con especificaciones AWS A5. 1-91, clasificación E8018 de 3/32" y 1/8".

En la siguiente figura se muestra la trayectoria de la tubería de suministro y en el Anexo I.4 se presenta el plano correspondiente.

FIGURA I.6 TRAYECTORIA DE LA TUBERÍA DE 4" AC.



ANEXO I.4 PLANO DE LA TRAYECTORIA DE LA TUBERÍA DE 4" AC

I.1.4. Estación de suministro (compresores y dispensarios)

En la estación de suministro el gas pasa de la tubería de suministro al área de compresión, en donde se incrementa su presión hasta los 300 Bar (4,352 Psi). El control de lo anterior se hace a través del Panel de Prioridades de cada equipo de compresión, el cual consta de un tablero con válvulas automáticas que direcciona el flujo del gas, que puede ser hacia los tanques de almacenamiento o hacia dispensarios.

En la Tabla I.2 se indican los equipos que conforman la estación de suministro, así como su capacidad.

TABLA I.2 DATOS TÉCNICOS Y CAPACIDAD DEL PROYECTO

EQUIPOS A INSTALAR	CAPACIDAD	TOTAL EQUIPOS	CAPACIDAD TOTAL
Compresor Twin	2,219 Sm ³ /hora	3	6,657 Sm ³ /hora
Dispensario flujo estándar	900 Sm ³ /hora	3	2,700 Sm ³ /hora
Dispensario alto flujo	1,200 Sm ³ /hora	5	6,000 Sm ³ /hora
Panel de prioridad externo	N/A	3	N/A
Almacenamiento	2,000 l	3	6,000 l

A continuación, se describen cada uno de los equipos a instalar:

I.1.4.1 Compresores

Aparato diseñado específicamente para aumentar la presión del gas natural, el cual cuenta con los aparatos, componentes, dispositivos y accesorios necesarios para su operación segura.

TABLA I.3 DATOS DEL COMPRESOR

CLEAN CGN COMPRESOR	MOTOR	INLET PRESSURE (BAR)
Compresor IMW50-2750SC-300-4500-2AC Config.AB-01	300 HP	40

Características del compresor

1. Configuración del compresor estilo "W"
2. Diseño balanceado recíprocante para menores vibraciones y bajo nivel de ruido.
3. Vida útil de servicio de un mínimo de 25 años para el cuerpo del compresor.
4. Cilindros, pistones y válvulas no-lubricados.
5. Anillos y empaquetaduras hechas de teflón®* auto lubricado composite ciclo de vida de servicio de los anillos y empaques de 5000 ~ 8000 horas típicamente se transfieren menos de 6 ppm de aceite en el gas de descarga y/o anillos peek de los pistones conforme se requieran.
6. Intercambiadores de calor de alta eficiencia para las etapas intermedias de compresión y enfriamiento del gas descargado.

7. Diseño presurizado código ASME VIII División I.
8. Temperatura de salida del gas= 10 °C sobre la temperatura ambiental.
9. Fuerza motriz principal:
 - Motor(es) eléctrico(s) diseñado(s) para 460 v 60 Hz 300 HP de tipo explosión proof Clase 1, División 1, Grupo D (a prueba de explosión).
 - Encendido con arrancador suave (para un reducido consumo al encender).
 - Plataforma skid diseñada para fácil acceso en el servicio y mantenimiento.
10. Ensamble de la entrada del gas:
 - Conector flexible para fijar al ducto de suministro del gas.
 - Válvula de entrada activada, filtro de entrada, (25 micron), válvula check.
 - Válvula manual de aislamiento.
11. Tanques de sello ASME "U" para el gas recuperado y pulsación de entrada
12. Panel de instrumentos montado que muestra el estado del sistema, las presiones y las temperaturas
13. Control eléctrico (PLC) con indicadores del estado de la alarma
 - El PLC monitorea y controla todas las funciones del compresor incluyendo encendidos y apagados – tablero de PLC será remoto.
 - Los puntos de operación son ajustables en el campo filtro de descarga (1 micrón) al 99.95% de eficiencia.
14. Amortiguador de pulsación de descarga
 - Amortiguadores de pulsación inter-etapas / tanques depuradores con drenajes de condensados.
15. Tubería inter-etapas protegida con válvulas de alivio con sello ASME "UV".
16. Todas las conexiones de las tuberías son de acero inoxidable de tipo compresión de doble férula.

1.2 Tablero de control eléctrico del Compresor (CCM)

1. Panel eléctrico asegurable Nema XII que alberga a todas las conexiones eléctricas
2. Adecuado para montaje remoto en locaciones no peligrosas (interiores)
3. El medidor horario muestra las horas de operación del sistema de GNC
4. Contiene el switch de desconexión del motor principal con interbloqueo del panel de la puerta
5. Contiene los contactores de motor, los interruptores, los transformadores, los terminales de los cables
6. Paquete de protección de energía: para protección de sobre / falta de voltaje y monitor de voltaje / registro de datos en el PLC.
7. La operación del compresor 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 presión al final de la descarga.
 - Baja presión de aceite.
 - Nivel bajo de aceite (opcional).
 - Sobrecarga del motor impulsor.
 - Sobrecarga del motor del ventilador.
 - Voltaje alto / bajo (opción de protección de energía).
 - Botón pulsador de parada de emergencia (ESD) activado.
 - Detección del límite inferior explosivo del gas (LEL).
 - Detección del límite de fuego o de calor.

1.3 Cabina de insonorización

Cabina de insonorización del compresor autosustentable, autocontenida, a prueba de la intemperie.

1. Diseñada para permitir el acceso para el mantenimiento del equipo del compresor.

2. Los paneles de las puertas de acceso son removibles para un fácil acceso del equipo.
3. Construcción de acero de la estructura.
4. Puntos de izaje exteriores de uso pesado (para la grúa).
5. Puntos de izaje interiores de mantenimiento (para darle servicio).
6. Iluminación explosion-proof, (prueba de explosión).
7. Panel de control montado exteriormente en un gabinete sellado a prueba de la intemperie que contiene el controlador lógico programable (Nota: el área externa de la cabina de insonorización debe ser de Clase 1, División 2, ver NFPA-52).
8. La pantalla de interfase del operador (LCD) y el botón de apagado de emergencia (ESD) están montados en el panel de la puerta.

1.4 Sistema de detección de gases / ventilación

Detector de gases digital completo con cabezal sensor recambiable.

1. Ventila del ventilador activada al 20% LEL (Lower Explosive Limit - Límite Inferior Explosivo)
2. Sistema de apagado y alarma activados al 40% LEL.
3. Paquete estándar de atenuación sonora (75 DBA @ 3 m bajo condiciones de campo abierto).
4. Material de atenuación sonora en el interior de la cabina.
5. Protección con metal perforado sobre el material de atenuación en las puertas.
6. Aislamiento del skid para reducir las vibraciones de baja frecuencia.
7. Silenciadores de entrada y descarga proporcionados para enfriar el aire intercambiado.

FIGURA I.7 COMPRESOR: VISTA ISOMÉTRICA TRASERA Y VISTA SUPERIOR

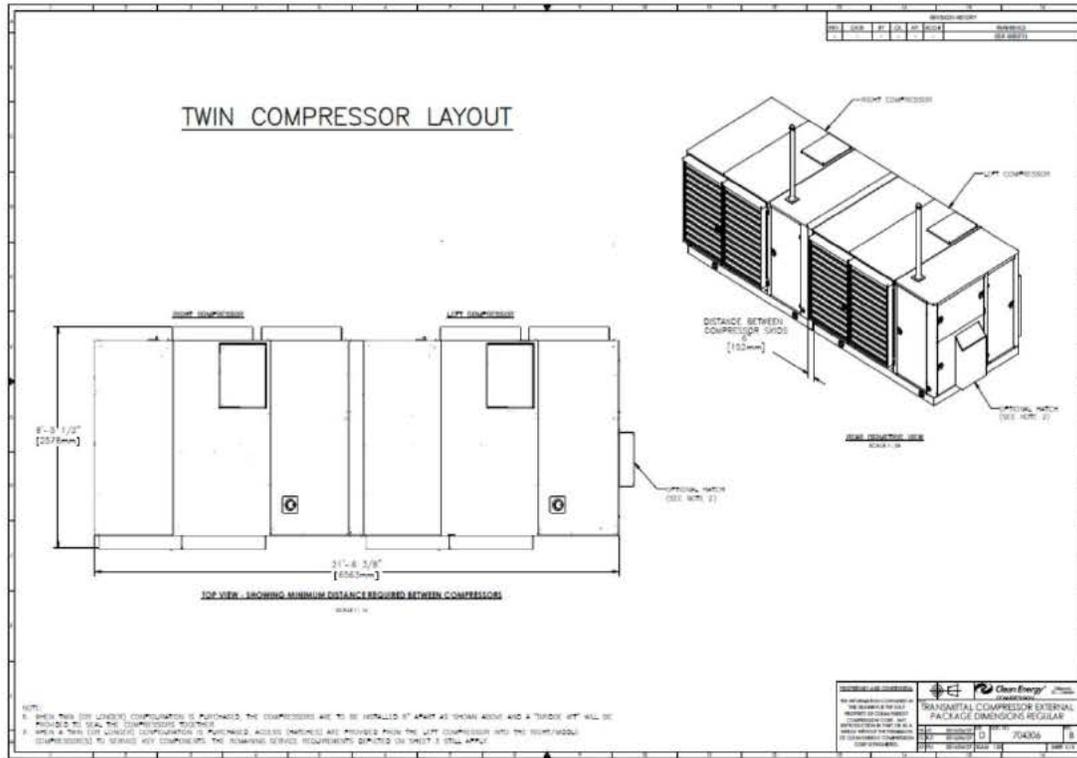


FIGURA I.8 COMPRESOR: VISTA SUPERIOR, IZQUIERDA, DERECHA Y TRASERA

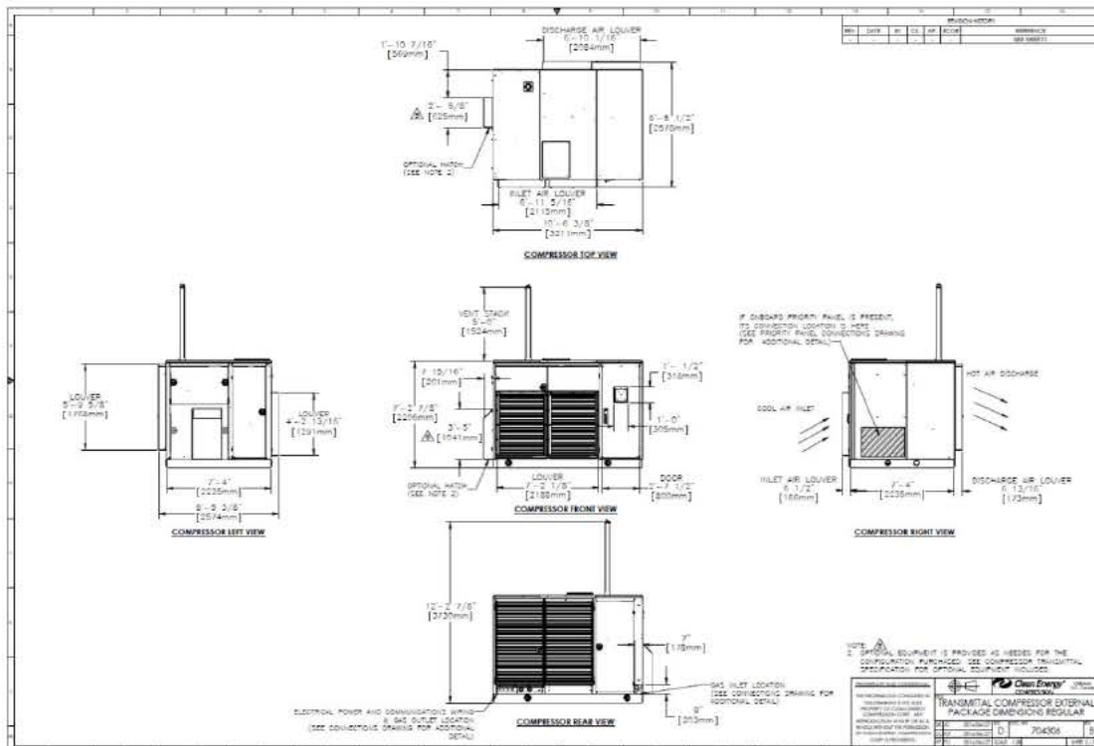
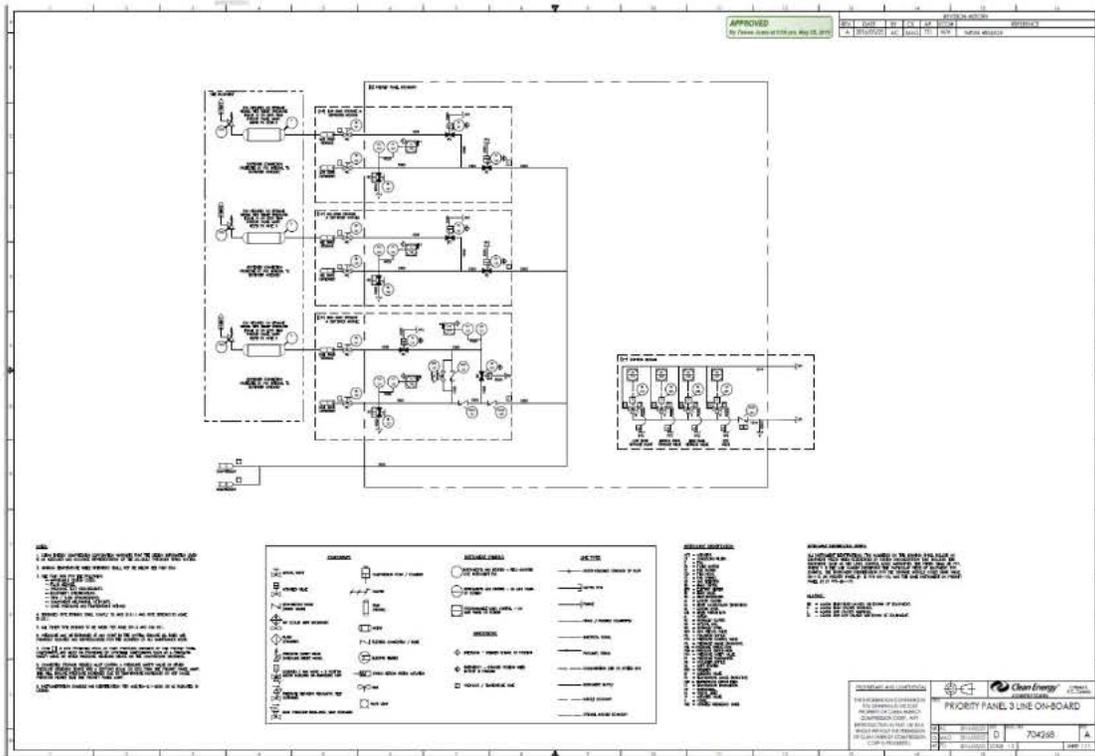


FIGURA I.11 PRIORITY PANEL 3 LINE ON-BOARD

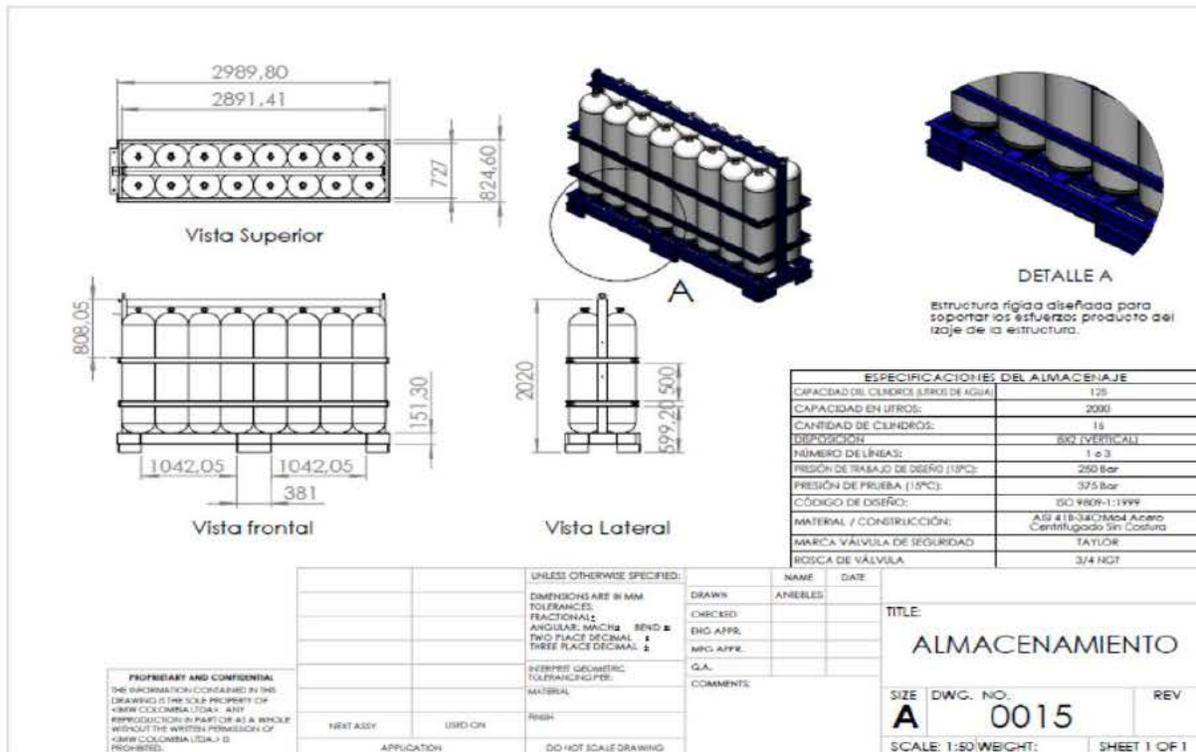


I.1.4.2 Sistema de almacenamiento

1. El módulo de almacenaje permite que el exceso de GNC sea capturado y almacenado cuando es comprimido por un compresor de GNC.
2. El almacenaje o buffer está diseñado para un tamaño óptimo.
3. El marco es de construcción soldada con una base de acero estructural.
4. El marco tiene incorporados puntos de izaje y las conexiones están diseñadas para asegurar a los cilindros y que no se muevan.
5. Cada cilindro está montado verticalmente para permitir un fácil acceso de cada cilindro individualmente en caso de su mantenimiento.
6. Toda la tubería interconectada deberá ser dimensionada e instalada para el alivio de los esfuerzos de contracción y expansión, entubado con tubería de acero inoxidable AISI316, ASTM A269.
7. Una válvula con sello ASME "UV" en cada banco.
8. Cada cilindro tiene una válvula manual de aislamiento y de exceso de flujo.

9. Una válvula de acero inoxidable de aislamiento en cada banco de almacenamiento.
10. Base estructural de acero con ganchos de izaje.
11. Para la configuración de una sola línea todos los cilindros se entuban entre sí dentro de una sola línea. Solamente se requieren una válvula ESD y una válvula de alivio de presión de 300 bar.

FIGURA I.12 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO



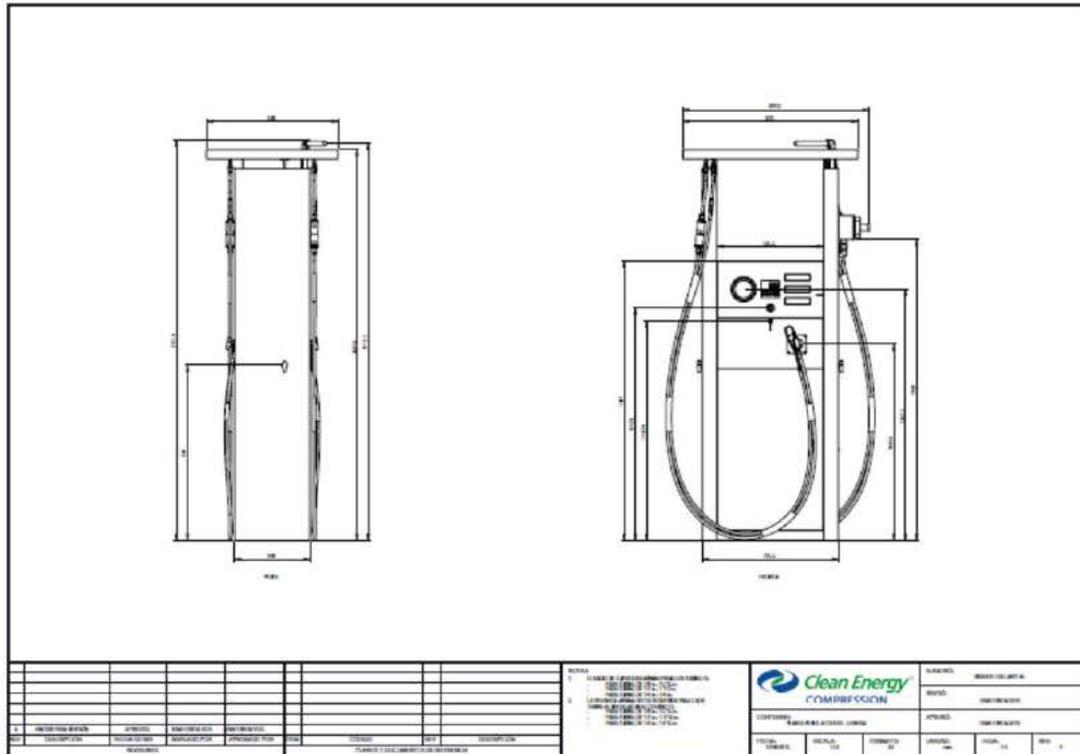
I.1.4.3 Dispensarios (Con Equipo de Medición Calibrado)

Dispensario de doble manguera.

1. Diseñado para trabajos con combustible GNV.
2. Precisión +/- 0.5 %.
3. Suministro de una línea con control electrónico secuencial a bordo.
4. Velocidad promedio de flujo nominal de 900 Sm³/Hr.
5. Medidores de flujo marca Krohne (Exactitud Calibrada A +/- 0.5%).
6. Presión de trabajo de 3600 Psi; Presión estándar de llenado de 3000 Psi.

7. Sistema electrónico de compensación de temperatura.
8. Una válvula de bola de emergencia de aislamiento y una válvula de aguja de desfogue por manguera.
9. Dos mangueras de llenado flexibles de carga simultánea eléctricamente conductivas de 12 Pies.
10. Manguera para canalización de venteo.
11. Válvulas de acero inoxidable de tres vías de llenado y boquillas de GNV 1 Tipo 2 O pico de llenado.
12. Válvulas solenoide eléctricamente actuadas.
13. Conexiones de compresión de acero inoxidable de doble ferrule con tubos ASME SA213 TP316SS 1/4".
14. Pantallas con luz retro proyectada de 3 líneas con el precio total, y con el precio unitario (LCD).
15. Totalizadores no-reseteables con comunicador remoto manual.
16. Gabinete totalmente de acero inoxidable con capacidades para sello de cables y para seguridad adicional, según medidas solicitadas por el cliente.
17. Componentes aprobados por CSA o por UL.
18. Botón de presión ESD para el sistema de apagado automático y aislamiento del almacenaje de gas.
19. Filtro de entrada.
20. Electrónica pump control.
21. Válvulas break away de venteo y llenado.
22. Manómetro presostato de 4" de dial.
23. Electroválvula marca Jefferson.

FIGURA I.13 DISPENSARIO



I.2 Bases de diseño

I.2.1 Normas utilizadas en el proyecto

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

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

La construcción de la red será regida por la norma vigente NOM-007-ASEA-2016. Transporte de gas natural, etano y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos. Además, se aplicarán las siguientes normas:

TABLA I.4 NORMAS APLICABLES AL PROYECTO

REFERENCIA	DESCRIPCIÓN
NOM-001-SECRE 2010	Calidad del Gas Natural
NOM-002-SECRE-2010	Instalaciones para el aprovechamiento de Gas Natural
NOM-003-SECRE-2011	Distribución de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por ductos
NOM-007-SECRE-2010	Transporte de Gas Natural
NOM-011-SECRE-2000	Gas Natural para uso automotor. Requisitos mínimos de seguridad en instalaciones vehiculares
NOM-010-ASEA-2016	Gas Natural Comprimido (GNC) para uso automotor. Requisitos mínimos de seguridad para Terminales de Carga y Terminales de Descarga de Módulos de almacenamiento transportable y Estaciones de Suministro de vehículos automotores
RES/900/2015	Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios de transporte por ducto y almacenamiento de gas natural
RES/776/2015	Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general en materia de medición aplicables a la actividad de transporte por ducto de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos
NOM-117-SEMARNAT-2006	Que establece las especificaciones de protección ambiental para la instalación y mantenimiento mayor de los sistemas para el transporte y distribución de hidrocarburos y petroquímicos en estado líquido y gaseoso, que se realicen en derechos de vía
NOM-129-SEMARNAT-2006	Redes de distribución de gas natural – que establece las especificaciones de protección ambiental para la preparación del sitio, construcción, operación, mantenimiento y abandono de redes de distribución de gas natural que se pretendan ubicar en áreas urbanas, suburbanas e industriales, de equipamiento urbano o de servicios.
NOM-008-SCFI-1993	Sistema general de unidades y medidas
NOM-093-SCFI-1994	Válvulas de Relevo de Presión. - Seguridad, Seguridad Alivio y Alivio.
NOM-014-SCFI 1997	Medidores de Desplazamiento Positivo tipo Diafragma para GN o Gas L.P.
NOM 001-SEDE-2012	Instalaciones Eléctricas (utilización).

REFERENCIA	DESCRIPCIÓN
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad-Prevención y protección contra incendios en los centros de trabajo.
NOM-018-STPS-2000	Sistema para la identificación y comunicación de peligros y riesgos por sustancias químicas peligrosas en los centros de trabajo.
NOM-020-STPS-2011	Recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas – Funcionamiento – Condiciones de seguridad
NOM-022-STPS-2015	Electricidad estática en los centros de trabajo- condiciones de seguridad e higiene.
NOM-026-STPS-2008	Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías
NOM-027-STPS-2008	Actividades de soldadura y corte – condiciones de seguridad e higiene.
NOM-028-STPS-2012	Organización del trabajo-seguridad en los procesos de sustancias químicas.
NOM-029-STPS-2011	Mantenimiento de las instalaciones eléctricas en los centros de trabajo- condiciones de seguridad.
NMXJ-486-ANCE-2005	Conductores, cables de control y multiconductores de energía para baja tensión, no propagadores de incendio, de baja emisión de humos y sin contenido de halógenos, 600 V y 90°C.
NMX-J-549-ANCE-2005	Sistema de protección contra tormentas eléctricas.
Manuales de CFE- Capítulo 1	Criterios de Diseño
Manuales de CFE- Capítulo 2	Acciones
Manuales de CFE- Capítulo 3	Diseño por Sismo
Manuales de CFE- Capítulo 4	Diseño por Viento
IP-15	Area Classification Codes for Installation Handling Flammable Fluids Institute of Petroleum
IEC 60079	Electrical Apparatus for Explosive Gas Atmospheres
IEC 60529	Degree of protection provided by enclosure (IP code)
IEC 61024-1	Protection of Structures against Lightning - Part 1: General Principles

REFERENCIA	DESCRIPCIÓN
IEC 61024-1-2	Protection of Structures against Lightning - Part 1-2: General Principles - Guide B - Design, Installation, Maintenance and Inspection of Lightning Protection Systems
IEC 61131	Programmable Controllers.
ASME B16.11	Forged fittings, socket welding and threaded
ASME B16.9	Factory-made wrought butt welding fittings
ASME B16.10	Face to face and end to end dimensions of valves
ASME B16.34	Valves-flanged, threaded, and welding end.
ASME B16.5	Pipe Flanges and Flanged Fittings.
ASME B31.3	Process Piping
ASME B36.10	Tubería de acero prefabricada con costura y sin costura
ASME B36.19	Stainless steel pipe
ASME PTC-19	Test Uncertainty
ASME PTC-19.5	Flow Measurement
ASME Secc. II	Material specification.
ASME Secc. II-A	Ferrous materials specification.
ASME Secc. II-C	Specifications for welding rods, electrodes and filler metals.
ASME Secc. II-D	Material properties.
ASME Secc. V	Nondestructive Examination.
ASME Secc. IX	Welding, Brazing, and Fusing Qualifications.
ASTM A 194	Specification for Carbon and Alloy Steel Nuts for Bolts for High Pressure or High Temperature Service, or Both.
ASTM A 234	Specification for Piping Fittings of Wrought Carbon Steel and Alloy Steel for Moderate and High Temperature Service.
NFPA 10	Standard for Portable Fire Extinguishers
NFPA 12	Standard on Carbon Dioxide Extinguishing Systems
NFPA 30	Flammable and Combustible Liquids Code.
NFPA 69	Standard on Explosion Prevention Systems
NFPA 70	National Electrical Code.
NFPA 77	Recommended Practice on Static Electricity
NFPA 780	Standard for the Installation of Lightning Protection Systems.

REFERENCIA	DESCRIPCIÓN
ANSI/ASME B16.11	Conexiones forjadas, con extremos de inserto soldable (s.w.) y roscadas
ANSI/ASME B16.34	Estándar para válvulas bridadas, roscadas y soldadas a tope.
ANSI/ASME B16.5	Bridas para tuberías y conexiones bridadas.
ANSI/ASME B16.9	Conexiones prefabricadas para soldar a tope.
ANSI/FCI 70-2	Quality Control Standard For Control Valves Seat Leakage
ANSI 9, 11	Square Hex Bolts and Screws Inch series including Hexcap screws and Lag screws
API 5L	Specification for Line Pipe
API 6D	Specification for Pipeline Valves
API RP 521	Guide for pressure-relieving and depressuring system;
API RP 526	Flanged steel pressure relief valves;
API RP 527	Seat tightness of pressure relief valves;
API RP 551	Process Measurement and Instrumentation
API RP 552	Transmission Systems
API RP 554	Process instrumentation and control
API 1104	Pipeline Welding Code
AGA Report 5	Natural Gas Energy Measurement
AGA Report 9	Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters

I.2.2 Procedimientos de certificación de materiales empleados

Pruebas de fábrica

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

Pruebas de campo

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

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

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

Información mínima para integrar el dossier de calidad de los equipos

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

Documentos técnicos:

- ◆ Memoria de cálculo.
- ◆ Dibujos de fabricación.
- ◆ Fotografía de la placa de datos y de la placa del estampado ASME (en caso de aplicar).
- ◆ Reporte de fabricación de ASME ("Data Report") (en caso de aplicar).
- ◆ Certificado de autorización Estampado "U" del proveedor (en caso de aplicar).

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

Procedimientos de:

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

Reportes de:

- ◆ Inspección dimensional.
- ◆ Inspección de espesores.
- ◆ Inspección visual de soldaduras.
- ◆ Inspección radiográfica, que debe incluir mapa de soldaduras con localización de películas radiográficas y estampas de soldadores.
- ◆ Inspección por ultrasonido.
- ◆ Inspección por líquidos penetrantes.
- ◆ Prueba neumática a placas de refuerzo.

- ◆ Partículas magnéticas.
- ◆ Prueba hidrostática incluyendo gráfica. La grafica debe tener información rastreable con el reporte y además el reporte debe contener la identificación del manografo y manómetro utilizados.
- ◆ Relevado de esfuerzos incluyendo gráfica (o del tratamiento que aplique). La grafica debe tener información rastreable con el reporte
- ◆ Inspección de dureza después del relevado de esfuerzos.
- ◆ Inspección de limpieza y pintura.

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

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

I.2.3 Límites de tolerancia a la corrosión

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

I.2.4 Recubrimientos a emplear

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

Para proteger al tubo de A.C. 4" API 5L X52 se aplicará a base de primario epóxico esmalte catalizado RP 6 y RA26 en color blanco, posteriormente se le realizará la prueba con el HOLIDAY DETECTOR.

El espesor aplicado será el siguiente:

- ◆ Espesor de pintura en recubrimiento inicial
- ◆ Zonas de difícil acceso: de 1 a 1.5 mils EPS.
- ◆ Zonas con corrosión o metal expuesto: de 4 a 6 mils. EPS.

- ◆ Espesor en repintado
- ◆ Capa general de repintado 1.5 mils
- ◆ Acabado general: Comex Poliuretano A-12 Blanco

Los materiales y accesorios contarán con protector contra corrosión a las cuales se le aplicará a base de primario epóxico esmalte catalizado RP 6 y RA26; en colores blanco para tubería y amarillo tránsito para válvulas y bridas.

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

I.2.5.1 Válvula de seccionamiento (troncal)

La interconexión contará con una válvula de compuerta tipo bola de paso completo y continuado marca WALWORTH de 4" clase ANSI 600 WCB. Esta válvula se ubicará en el registro de la interconexión, como se muestra en la siguiente figura.

FIGURA I.14 REGISTRO DE INTERCONEXIÓN

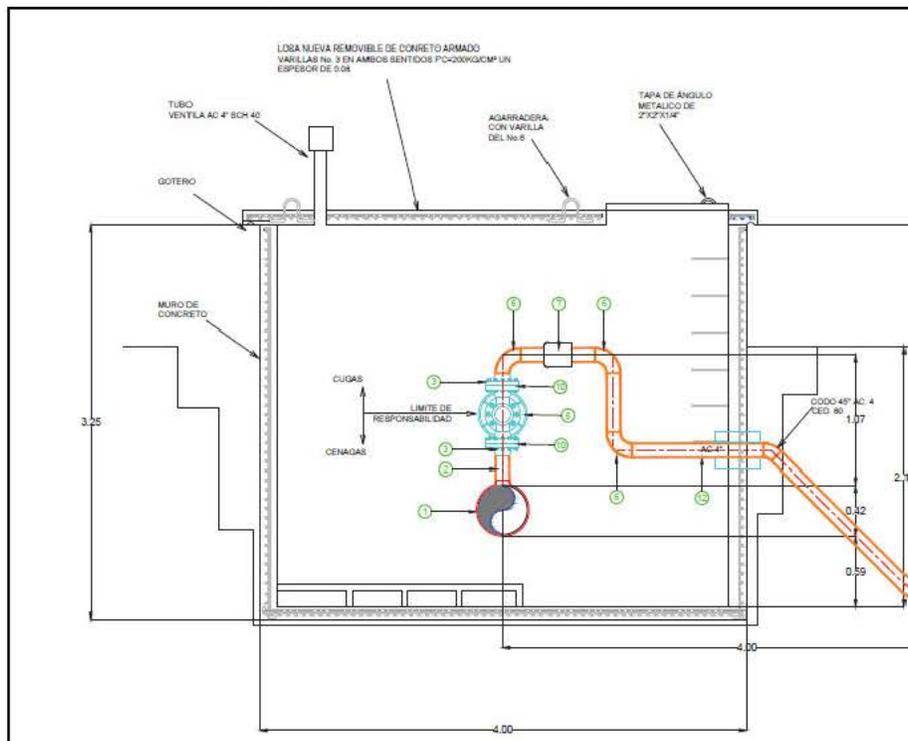
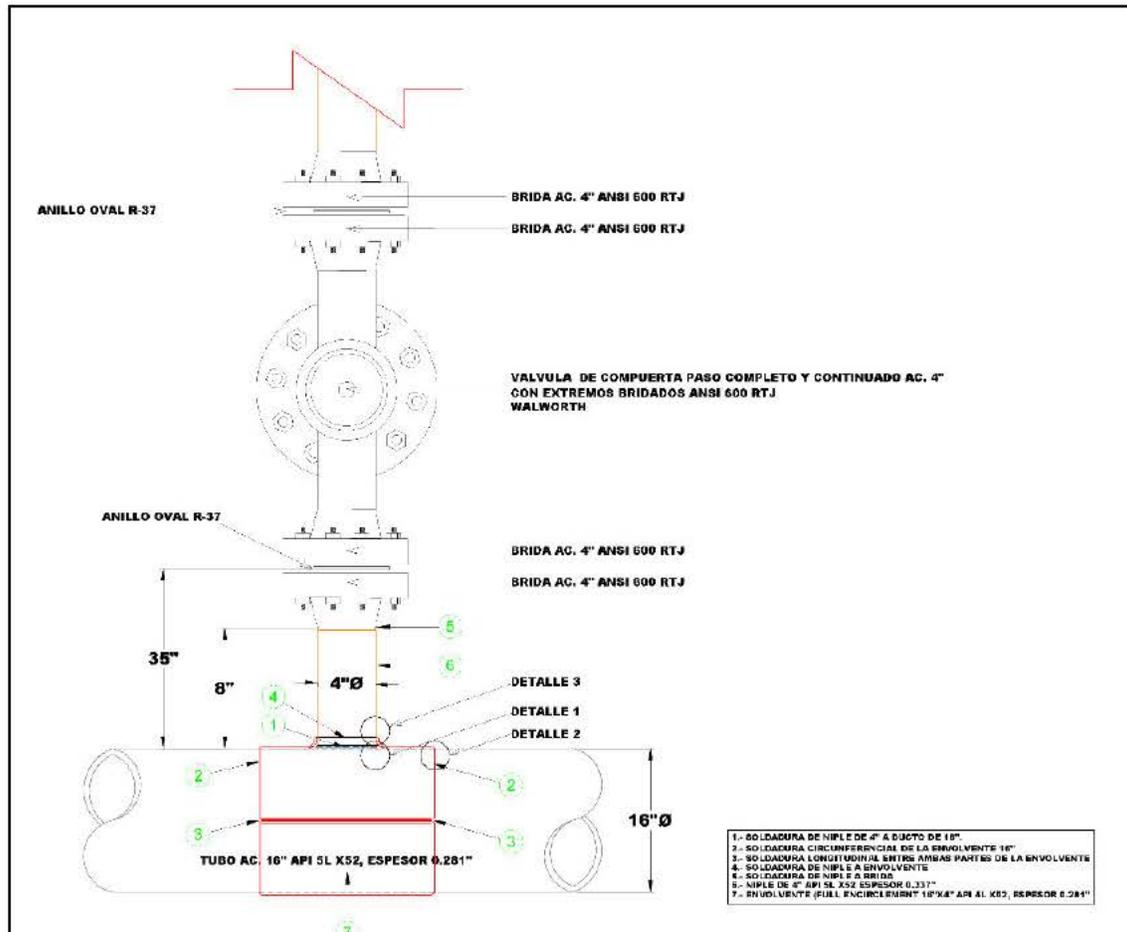


FIGURA I.15 VÁLVULA DE SECCIONAMIENTO



1.2.5.2 Válvulas de corte por fuga

Cada tren de regulación en la ERM, contará con una válvula tipo EZR-SLAM SHUT para corte rápido en alta y baja presión.

FIGURA I.16 VÁLVULA DE CORTE POR FUGA (SLAM SHUT)



I.2.6 Infraestructura requerida

Los principales componentes del proyecto son:

- Tubería de interconexión de 4" AC
- Tubería de suministro de 4" AC
- Estación de Regulación y Medición.

I.2.7 Especificaciones, Trazo y perfil del ducto

I.2.7.1 Especificaciones

La tubería de suministro será diseñada y construido con tubería de acero al carbono AC de 4" cedula 80 API 5L X-42, sin costura y con protección mecánica y anticorrosiva. La tubería irá colocada dentro de una trinchera de concreto armado con resistencia $f'_{C}=150 \text{ Kg/cm}^2$ a 0.72 cm del N.P.T.

I. Factor de Diseño F

El factor de diseño por densidad de población "F", que fue usado para calcular el espesor de tubería, de acuerdo con el punto 7.11, "Tabla 2" de la NOM-007-ASEA-2016, fue 0.67.

II. Factor de Eficiencia de Junta Longitudinal (E)

El factor de eficiencia de junta longitudinal que fue usado para determinar el espesor de la tubería de suministro está en función del material y la clase de tubería. De acuerdo con el punto 7.12, "Tabla 3" de la NOM-007-ASEA-2016, fue $E=1$.

III. Factor de Corrección por Temperatura (T)

El factor de corrección por temperatura (T), de acuerdo con el punto 7.13, "Tabla 4" de la NOM-007-ASEA-2016, fue $T=1$.

IV. Clase de localización

La clase de localización fue definida de acuerdo a la NOM-007-ASEA-2016, como clase 3 para la totalidad de la tubería de suministro.

V. Espesor de tubería

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

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

Donde:

P= Presión de diseño.

D= Diámetro nominal exterior de la tubería.

E= Factor de junta longitudinal.

F= Factor de diseño por clase.

S= Esfuerzo último de tensión.

T= Factor por rango de temperatura.

t = Espesor mínimo de pared.

I.2.7.2 Condiciones de operación

Las tuberías de interconexión y de suministro (entrada y salida de la ERM), tendrán las siguientes condiciones de operación.

TABLA I.5 CONDICIONES DE OPERACIÓN

PARÁMETRO	VALOR
Velocidad Máx. del gas a la entrada	6.92 m/s @ P=53.60 Kg/cm ²
Flujo Max. en la entrada	51,630 M ³ (N)/Día
Velocidad Máx. del gas a la salida	6.99 m/s @ P=40 Kg/cm ²
Flujo Max. en la salida	200,000 M ³ (N)/Día
Presión de diseño	75 Kg/cm ²
Presión de operación máxima (entrada)	53.60 Kg/cm ²
Presión de operación mínima (entrada)	40.40 Kg/cm ²
Temperatura de diseño máxima	45°C
Temperatura de diseño mínima	5°C

I.2.7.3 Trazo

El inicio de la tubería de suministro se origina a la salida del patín de regulación y medición, en las coordenadas [REDACTED] O. Posteriormente, la tubería se dirige al sureste con una longitud de 11.77 metros (coordenadas

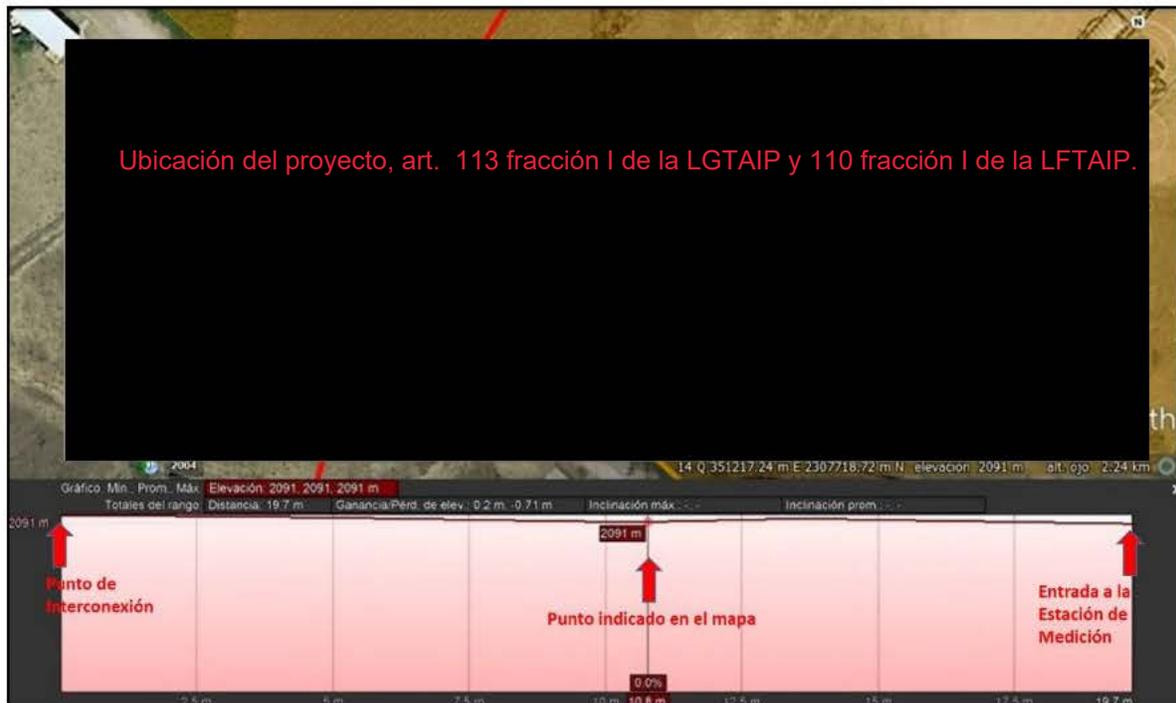
Ubicación del proyecto, art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

██████████" O), en este punto, la tubería se dirige 5.63 mts, al suroeste, para posteriormente girar con dirección sureste (coordenadas ██████████" O), con una longitud de 212.60 metros, hasta llegar a las coordenadas ██████████" O, para girar con dirección noreste recorriendo 161.09 metros hasta llegar a las coordenadas ██████████" N – ██████████" O, en este punto girara con dirección sureste para llegar a los compresores localizados en las coordenadas ██████████" N., dando por finalizado la instalación de la tubería de suministro.

I.2.7.4 Perfil de elevación

La elevación de la tubería de interconexión comienza en la altitud de 2,091 msnm (elevaciones sobre el nivel medio del mar) en el Punto de Interconexión y continúa hasta la entrada a la Estación de Regulación y Medición con la misma elevación.

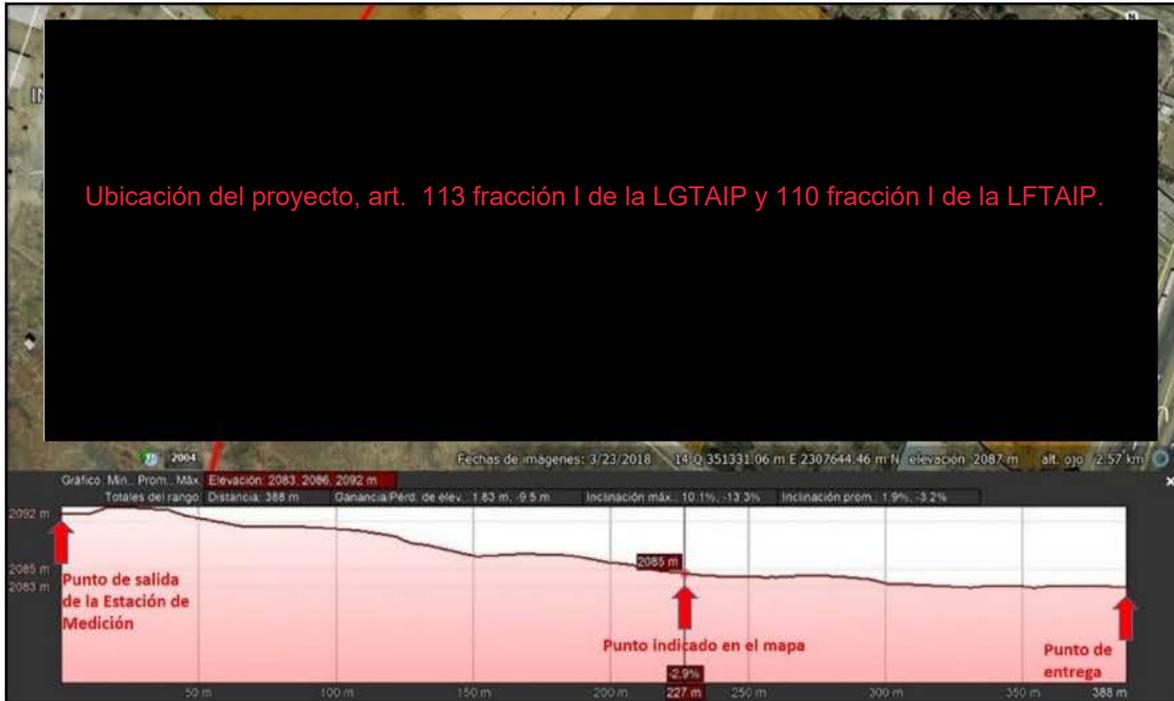
FIGURA I.17 PERFIL DE ELEVACIÓN DE LA TUBERÍA DE INTERCONEXIÓN



El perfil de elevación de la tubería de suministro, comienza en la salida de la Estación de Regulación y Medición, con una altitud de 2,092 msnm y llega a 2,085

msnm en el punto de cambio de dirección al noreste; para terminar con una altitud de 20,85 msnm en la llegada al sitio donde se ubicarán los compresores.

FIGURA I.18 PERFIL DE ELEVACIÓN DE LA TUBERÍA DE SUMINISTRO



I.2.7.5 Puntos de inflexión

El trazo de la tubería de interconexión y de suministro tendrá los siguientes puntos de inflexión.

TABLA I.6 PUNTOS DE INFLEXIÓN

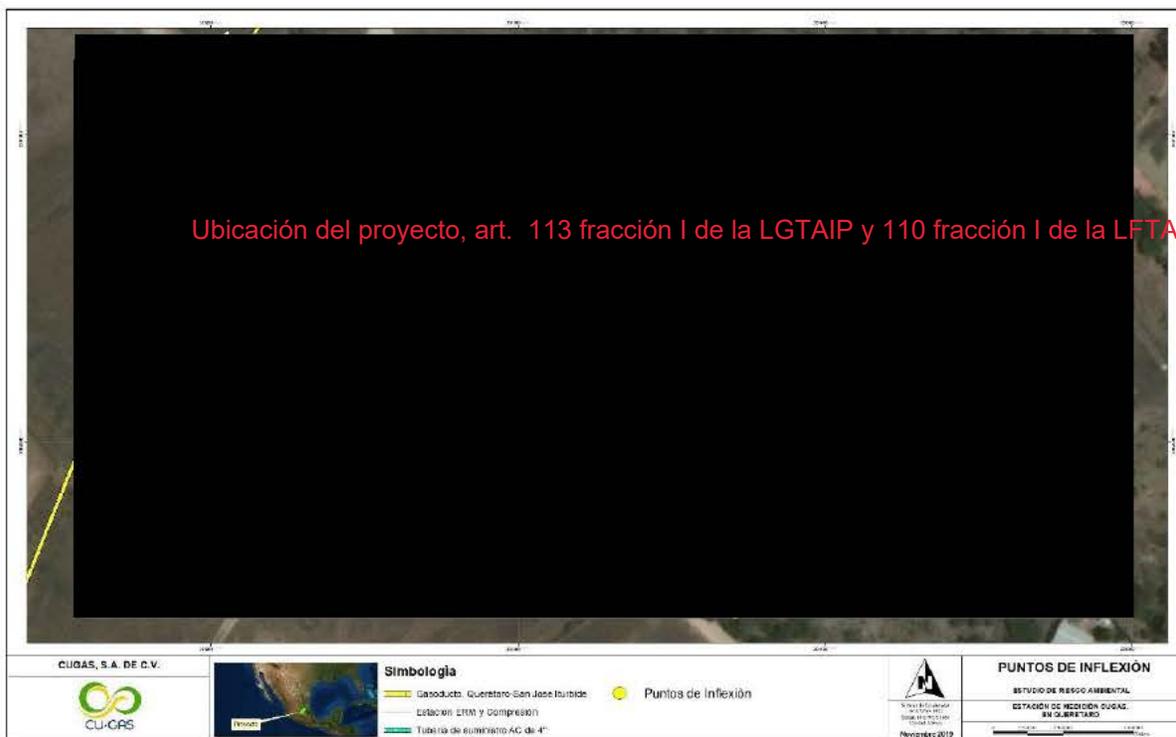
PUNTO DE INFLEXIÓN	X	Y
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		

Coordenadas del proyecto, art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP

PUNTO DE INFLEXIÓN	X	Y
9		
10		
11		

Coordenadas del proyecto, art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP
 Estos puntos de inflexión se muestran en la siguiente figura:

FIGURA I.19 PUNTOS DE INFLEXIÓN DE LA TUBERÍA



I.2.7.6 Profundidad del ducto

Tubería de Interconexión

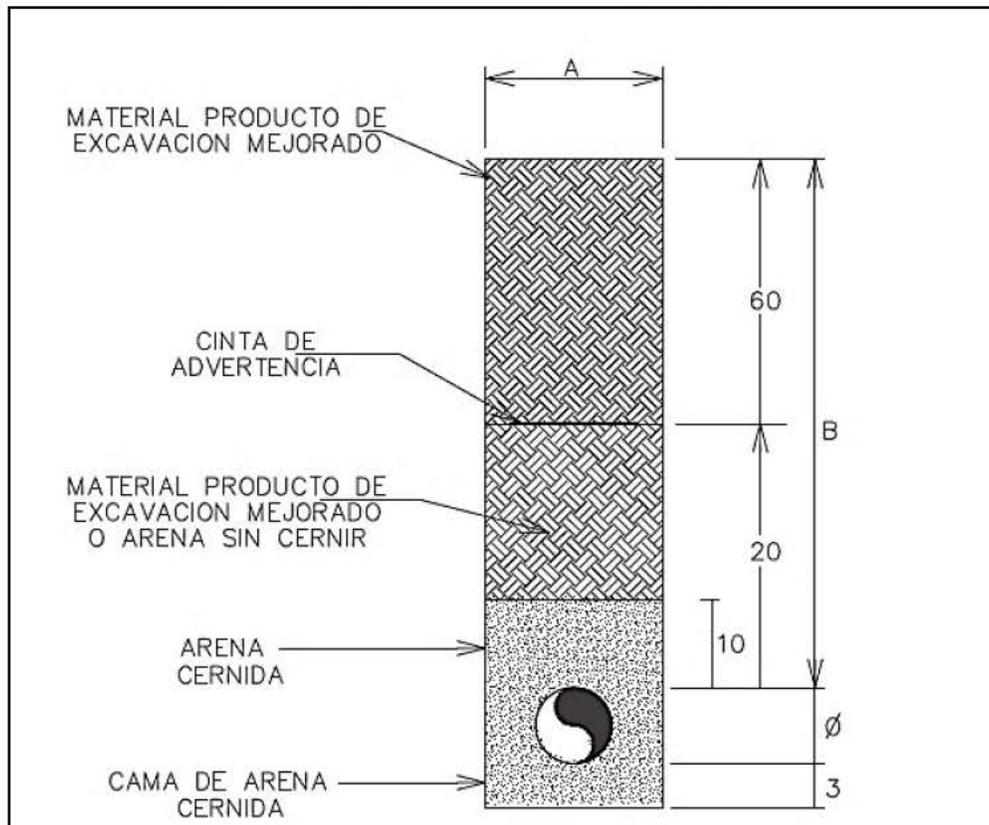
La tubería de interconexión se instalará en una zanja a una profundidad de 0.80 metros a lomo de tubo, el método de instalación será de la siguiente manera:

Primero se colocará una capa de arena cernida de 0.10 metros posteriormente se instalará el tubo de acero al carbón de 4", enseguida se colocará otra capa de

arena cernida y que cubrirá en su totalidad la tubería hasta una altura de 0.10 metros por encima del lomo superior del tubo de A.C. de 4", posteriormente se colocará una capa del producto de excavación con un espesor de 0.30 metros compactado al 95%, sobre esta capa se instalará a todo lo largo de la zanja una cinta de advertencia color amarillo con la leyenda "Ducto Gas Natural", y por último se rellenará con producto de excavación, en capas de 0.20 metros las cuales se compactarán al 95% hasta llegar al nivel del terreno natural.

La longitud total desde el punto de interconexión hasta la entrada al patín de la Estación de Regulación y Medición estará protegida mediante cintas de protección mecánica y anticorrosiva (poliken cinta negra y blanca).

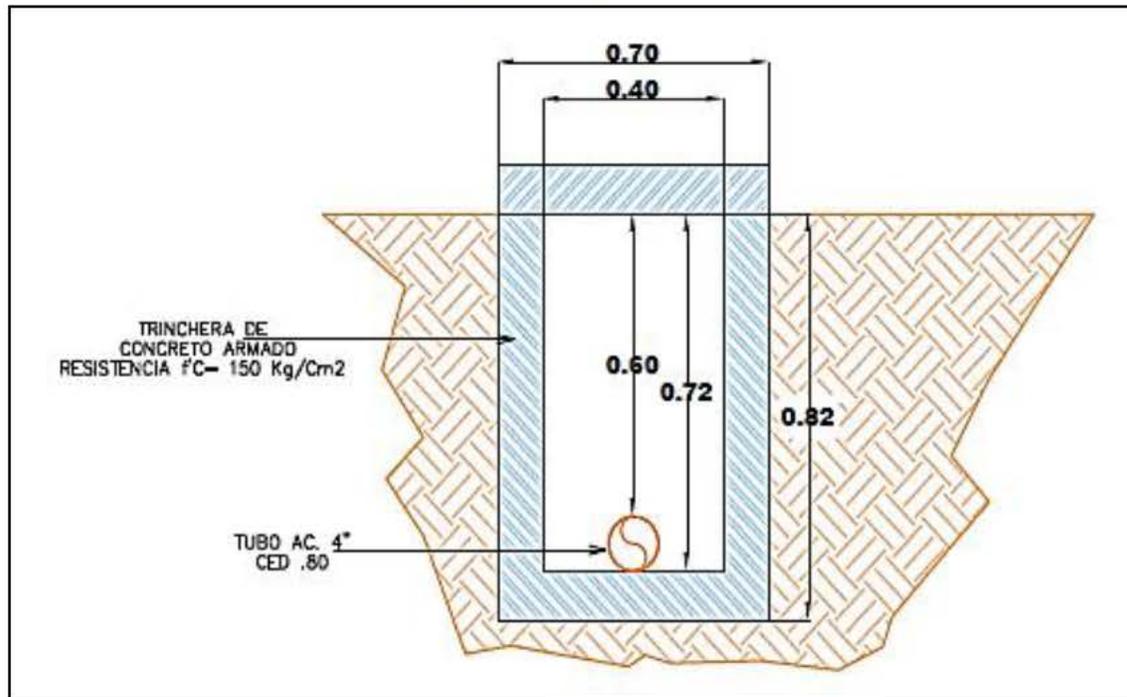
FIGURA I.20 TUBERÍA DE INTERCONEXIÓN EN ZANJA



Tubería de Suministro

La tubería de suministro se instalará en una trinchera de concreto armado a una profundidad de instalación del tubo de 0.60 metros, la trinchera se construirá a base de malla electrosoldada y colada con concreto con una resistencia de $f'c=150$ Kg/Cm²., como se muestra en la siguiente figura:

FIGURA I.21 TUBERÍA DE SUMINISTRO EN TRINCHERA



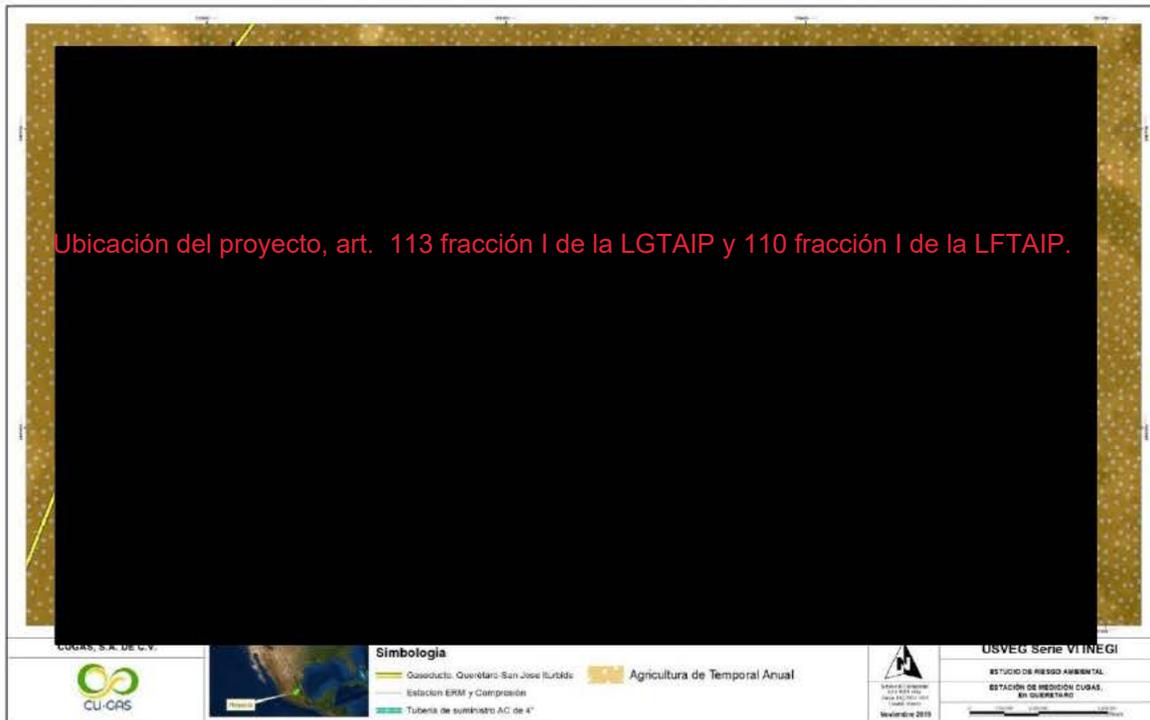
I.2.7.7 Cruzamientos

El proyecto no presenta cruzamientos con carreteras, cuerpos de agua y/o ríos.

I.2.7.8 Usos de suelo

De acuerdo con la Carta Uso del Suelo y Vegetación, 1: 250,000. Serie VI, del INEGI; el uso del suelo a lo largo del trazo del gasoducto es Agricultura de Temporal Anual, como se muestra en la siguiente figura.

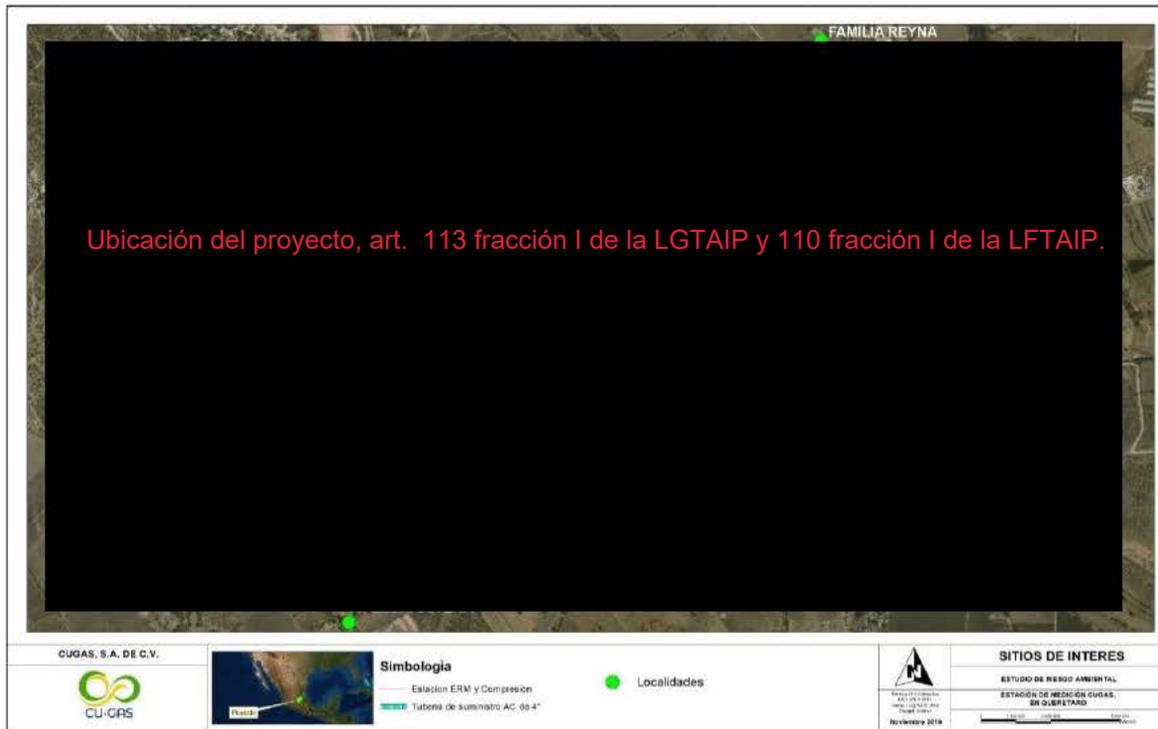
FIGURA I.22 USO DEL SUELO A LO LARGO DEL TRAZO.



I.2.7.9 Puntos de interés

A lo largo del trazo de la tubería de suministro no existen asentamientos humanos, equipamiento, infraestructura urbana, áreas naturales protegidas, reservas forestales o ecosistemas frágiles. La población más cercana al trazo, es la localidad de la Luz a 980 m y la localidad de Jofrito a 850 m aproximadamente, también de ubican algunas otras viviendas o pequeñas granjas a los alrededores del trazo, como se muestra en la siguiente figura.

FIGURA I.23 PUNTOS DE INTERÉS CERCANOS AL TRAZO



En la siguiente tabla se presenta la población de las localidades cercanas al trazo de la tubería de suministro.

TABLA I.7 POBLACIÓN DE LAS LOCALIDADES CERCANAS AL TRAZO

Municipio	Localidad	Coordenadas UTM		Distancia al gasoducto (m)	Población Total (2010)
		X	Y		
Querétaro	La Luz	████████	████████	980	1,659
Querétaro	Jofrito	████████	████████	850	1,729

Coordenadas del proyecto, art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP

I.2.7.10 Zonas vulnerables

- **Sismicidad**

La vulnerabilidad sísmica se podría considerar como una expresión que relaciona las consecuencias probables de un movimiento de tierra sobre una construcción, una obra de ingeniería o un conjunto de bienes o sistemas expuestos con la

intensidad del temblor que podría generarlas. Con fines de diseño antisísmico la República Mexicana se encuentra dividida en cuatro zonas sísmicas.

FIGURA I.24 CLASIFICACIÓN DE LA REPÚBLICA MEXICANA DE ACUERDO CON LA REGIONALIZACIÓN SÍSMICA

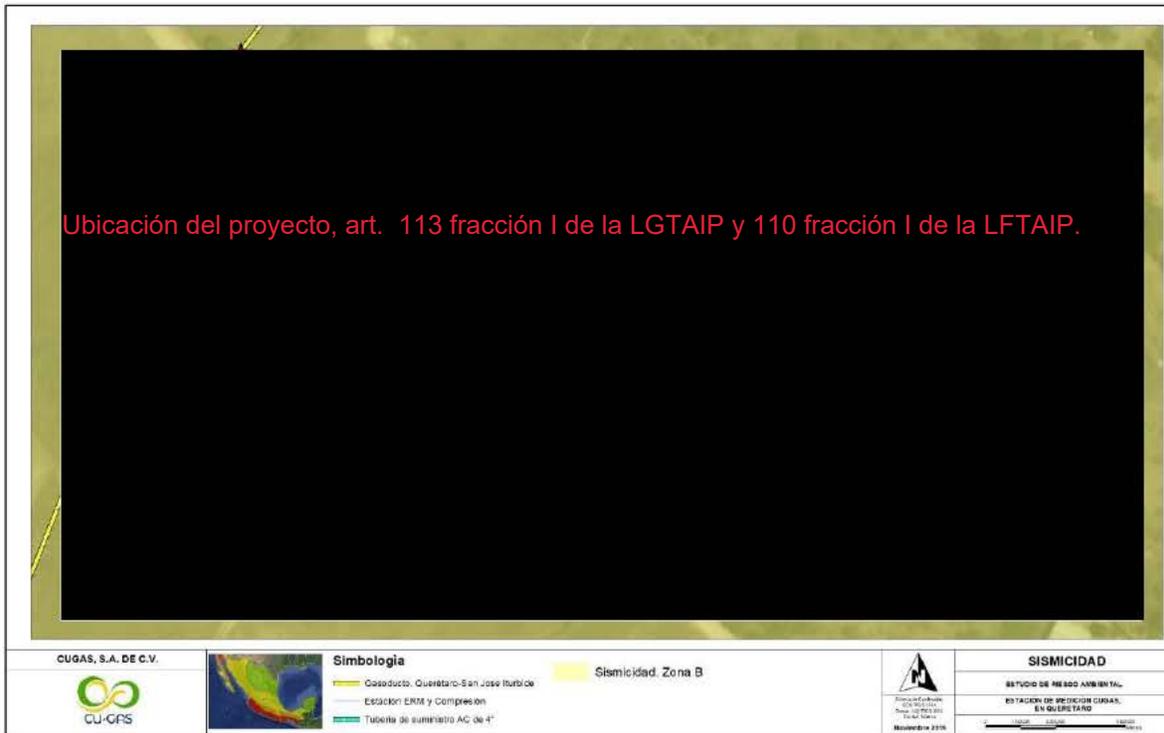


TABLA I.8 REGIONALIZACIÓN SÍSMICA

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

En la siguiente figura se muestra la ubicación de la tubería de suministro, de acuerdo con la clasificación de zonas sísmicas.

FIGURA I.25 UBICACIÓN DEL PROYECTO Y REGIONALIZACIÓN SÍSMICA



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

- **Vulcanismo**

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

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

1. El Popocatepetl, entre los estados de México, Puebla y Morelos.
2. El Chichón o Chichonal, en el estado de Chiapas.
3. El Tacaná, en el estado de Chiapas y en frontera con la república de Guatemala.
4. Los Humeros en los estados de Puebla y Veracruz

5. El Pico de Orizaba, en los estados de Puebla y Veracruz.
6. San Martín Tuxtla, en el estado de Veracruz.
7. El Volcán de Colima, en la frontera de los estados de Jalisco y Colima.
8. El Parícutín en el estado de Michoacán
9. El Jorullo, en el estado de Michoacán.
10. Tres Vírgenes, en el estado de Baja California Sur.
11. El Bárcena en las Islas Revillagigedo
12. Everman, en las Islas Revillagigedo.
13. Ceboruco, en el estado de Nayarit
14. Sangagüey, en el estado de Nayarit.
15. La Primavera, en el estado de Jalisco.
16. El Xítle, en el Distrito Federal.

En la siguiente figura se muestran los volcanes anteriores.

FIGURA I.26 VOLCANES ACTIVOS EN MÉXICO



FUENTE: SERVICIO SISMOLÓGICO NACIONAL

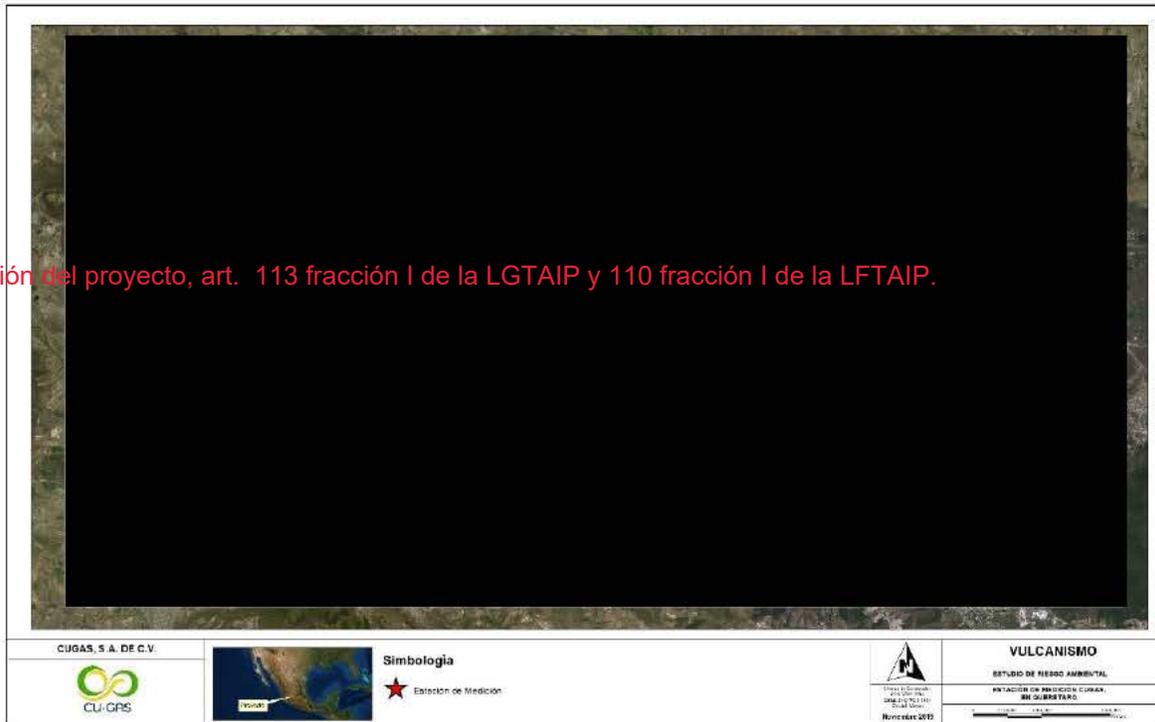
Eje Neovolcanico Transversal

El valle de Querétaro se ubica en la porción norte-central de la Faja Volcánica Transmexicana, la cual es una provincia volcánica que cruza México de costa a costa. El valle de Querétaro está ubicado en la porción antigua, y por lo tanto ya extinta, de Faja Volcánica Transmexicana. De hecho, el límite norte del valle de Querétaro colinda con la Sierra Madre Occidental, que es otra provincia volcánica de México más antigua que se formó principalmente entre 50 y 23 Ma.

Por lo anterior, se puede decir que en el valle de Querétaro tuvo lugar una intensa actividad volcánica desde hace decenas de millones de años. Sin embargo, este vulcanismo ha sucedido de forma episódica o interrumpida, primero por un vulcanismo de tipo muy explosivo hace unos 30 Ma el cual originó grandes depósitos piroclásticos conocidos como ignimbritas y por sus características y edad estuvo asociado a la provincia volcánica de la Sierra Madre Occidental. Posteriormente se desarrolló el vulcanismo propio de la Faja Volcánica Transmexicana, que tuvo lugar intermitentemente entre 12 y 4 Ma

El valle de Querétaro se ubica en la intersección de dos sistemas de fallas regionales, cada uno con varias centenas de kilómetros de largo. Ambos sistemas se intersectan en una amplia franja que abarca al menos desde Huimilpan, Querétaro (Qro.), hasta Santa Rosa Jáuregui, Qro., y desde Apaseo El Alto, Guanajuato, hasta Amazcala, Qro). Esta intersección de sistemas produjo un arreglo ortogonal de fallas normales que forma un mosaico de bloques que incluyen horsts (bloques levantados), grabens y semigrabens (bloques hundidos), que culminan con el graben de Querétaro Como una consecuencia de este arreglo estructural que dio lugar a una depresión en el terreno se desarrolló el valle de Querétaro.

FIGURA I.27 VOLCANES INACTIVOS CERCANOS AL PROYECTO.

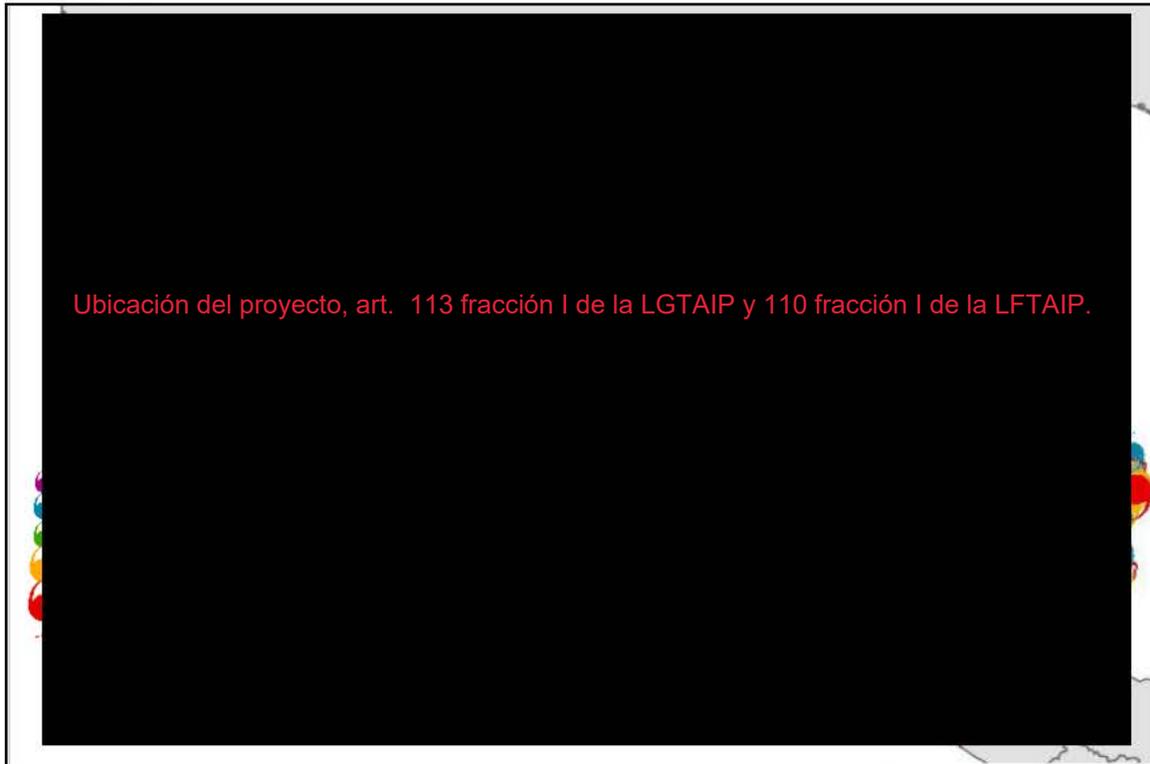


- **Huracanes**

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

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

FIGURA I.28 CICLONES Y HURACANES EN EL PERIODO 1970-2011



FUENTE: CONAGUA. COORDINACIÓN GENERAL DEL SERVICIO METEOROLÓGICO NACIONAL

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

I.3 Hojas de seguridad

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

TABLA I.9 COMPOSICIÓN DEL GN

COMPONENTE		CASO DISEÑO
		% MOL
Metano	CH ₄	89,1
Etano	C ₂ H ₆	6,8
Propano	C ₃ H ₈	1,1
n-Butano	C ₄ H ₁₀ -A	0,1
i-Butano	C ₄ H ₁₀ -B	0,06

COMPONENTE		CASO DISEÑO
		% MOL
n-Pentano	C ₅ H ₁₂ -A	0,00
i-Pentano	C ₅ H ₁₂ -B	0,014
n-Hexano	C ₆ H ₁₄ -A	0,0062
n-Heptano	C ₇ H ₁₆ -A	0,0033
Octano	C ₈	0,0007
Nonano	C ₉	0,0003
Nitrógeno	N ₂	2,52
Dióxido de Carbono	CO ₂	0,3
Ácido sulfhídrico	H ₂ S	0,05 (max)

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

TABLA I.10 ESPECIFICACIÓN DEL GN

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

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

De acuerdo con la hoja de datos de seguridad (Anexo I.5), a continuación, se presenta sus propiedades físico-químicas.

TABLA I.11 PROPIEDADES DEL GAS NATURAL

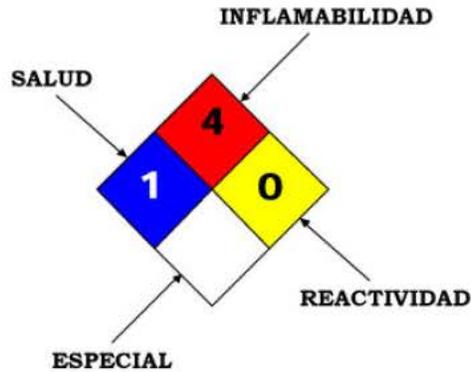
PARÁMETRO	VALOR
Fórmula Molecular	Mezcla (CH ₄ + C ₂ H ₆ + C ₃ H ₈ + C ₄ H ₁₀)
Peso Molecular	18.2
Temperatura de Ebullición @ 1 atmósfera	- 160.0 °C
Temperatura de Fusión	- 182.0 °C
Densidad de los Vapores (Aire = 1) @ 15.5 °C	0.61 (Más ligero que el aire)
Densidad del Líquido (Agua = 1) @ 0°/4 °C	0.554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

ANEXO I.5 HOJAS DE SEGURIDAD DE GAS NATURAL

Riesgos del gas natural

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

FIGURA I.29 ROMBO DE CLASIFICACIÓN DE RIESGOS NFPA-704



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

Salud 1. Ligeramente peligroso

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

Inflamabilidad 4. Extremadamente inflamable

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

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

I.4 Condiciones de operación

I.4.1 Operación

Las tuberías de interconexión y de suministro (entrada y salida de la ERM), tendrán las siguientes condiciones de operación.

P Diseño= 75 Kg/cm²

P Máxima de Entrada: = 53.60 Kg/cm²

P Mínima de Entrada = 40.40 Kg/cm²

P de Salida: Máx. = 40 Kg/cm²

P de Salida: Mín. = 40 Kg/cm²

Q Mínimo = 51,630 M3(N)/Día

Q Máximo = 200,000 M3(N)/Día

T Máxima del Diseño del gas = 45°C

T Mínima del Diseño del gas = 5°C

Fluido: Gas Natural

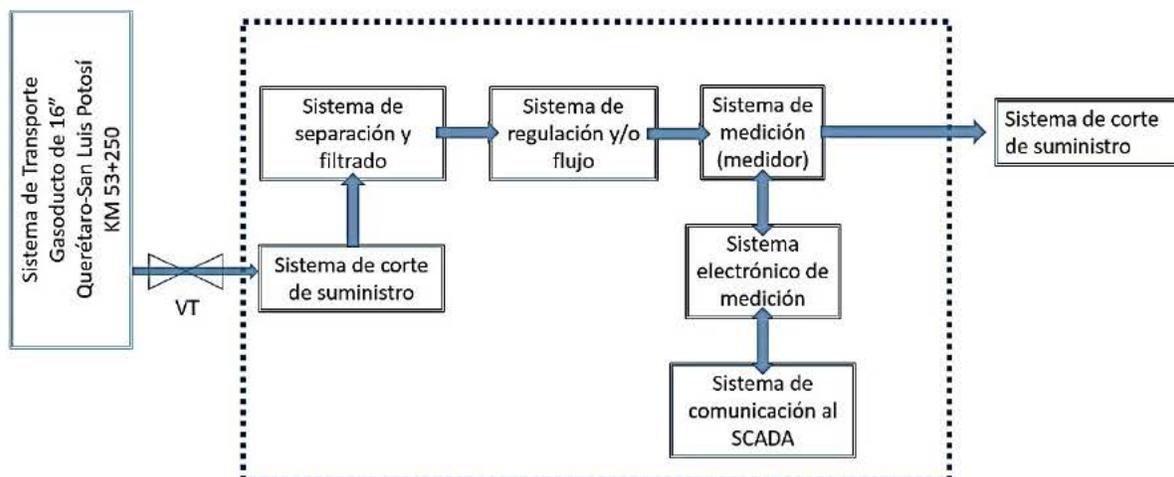
Densidad específica: 0.6

Velocidad Máx. del gas a la entrada= 6.92 m/s @ P=53.60 Kg/cm² y 51,630 M3(N)/Día

Velocidad Máx. del gas a la salida= 6.99 m/s @ P=40 Kg/cm² y 200,000 M3(N)/Día

A continuación, se muestra el diagrama general de operación de la Estación de Medición.

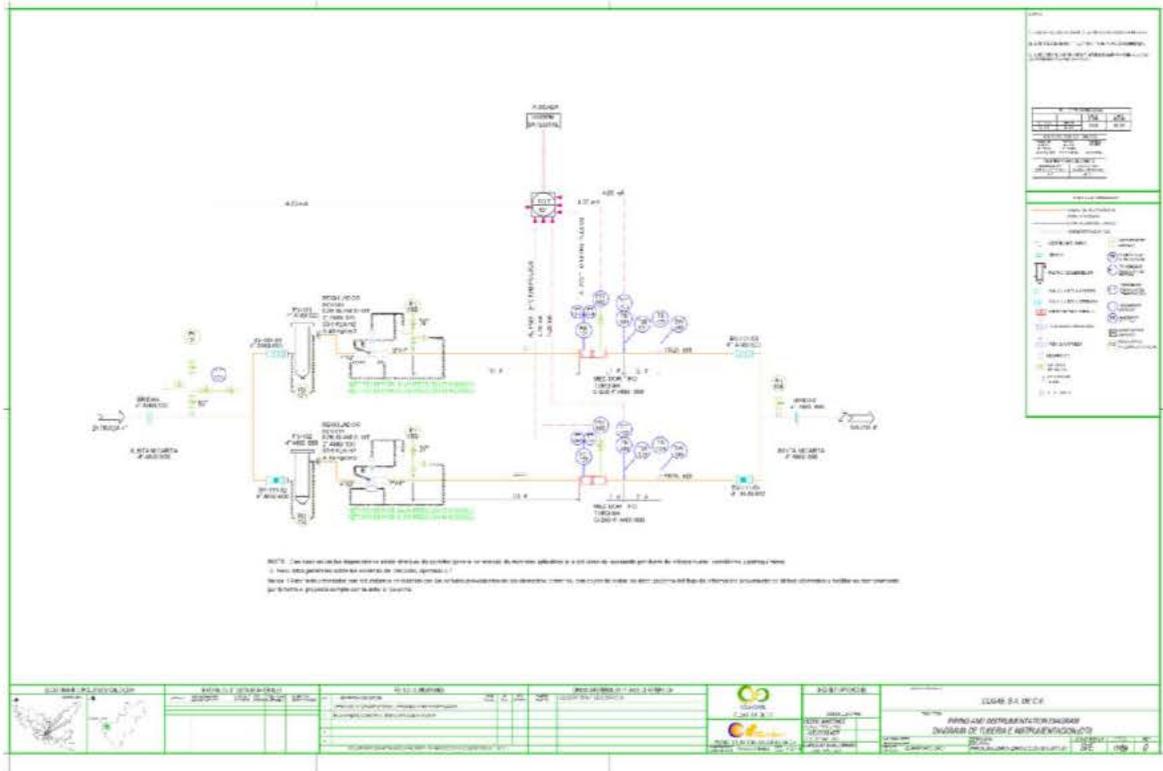
FIGURA I.30 DIAGRAMA DE OPERACIÓN



- **Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTI's).**

En la siguiente figura se muestra el Diagrama de tubería e instrumentación del proyecto y el plano correspondiente se presenta en el Anexo I.5.

FIGURA I.31 DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN DEL PROYECTO



ANEXO I.6 DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN DEL PROYECTO

1.4.2 Pruebas de verificación

1.4.2.1 Prueba de hermeticidad

Al finalizar la instalación de la tubería se realizará la prueba de hermeticidad neumática, la cual se efectuará a 1.25 veces la presión de operación durante 24 horas, esta prueba se efectuará con registradores de gráfica circular de presión y temperatura y será atestiguada por una Unidad Verificadora”, la cual al finalizar la prueba satisfactoria emitirá un acta circunstanciada validando la prueba.

FIGURA I.32 Y 33. PRUEBA DE HERMETICIDAD A LÍNEA DE SUMINISTRO



I.4.2.2 Prueba de espesores y barrido

Previo a la instalación se realizarán pruebas de espesor al tubo de 16" y de barrido para garantizar la sanidad del propio ducto.

FIGURA I.34 PRUEBA DE ESPESORES



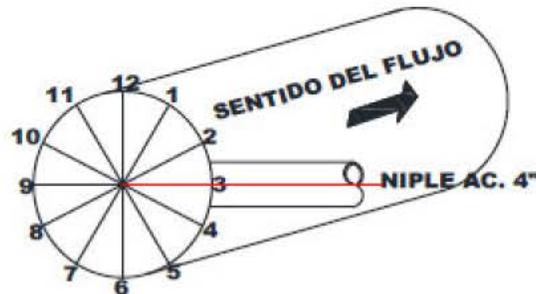
I.4.2.3 Prueba de hermeticidad de niple y envolvente completa (Full Encirclement)

Previo a la instalación se realizarán pruebas de hermeticidad por separado al niple de 4" a 1.5 veces la presión de operación y a la válvula se probarán ambos asientos y cuerpo durante 60 minutos a 1.5 veces la presión de operación.

En coordinación con personal de CENAGAS se colocarán las siguientes piezas, el niple será colocado al centro del tubo de 16".

La ubicación del niple con base en el sentido del flujo del ducto de 16", en un horario técnico estará ubicado a las 3:00 horas.

FIGURA I.35 UBICACIÓN DEL NIPLE. HORARIO TÉCNICO



Se realizará limpieza al tubo de 16" al finalizar esta actividad se procederá a marcar directamente en el tubo las dimensiones de la envolvente completa (FULL ENCIRCLEMENT) para asegurar la perfecta ubicación, posteriormente se colocará el niple (tramo de tubo de 4" cedula 80), y se iniciará con la aplicación de la soldadura (E-8018) una vez terminado esta soldadura se realizará la prueba de partículas magnéticas, líquidos penetrantes.

I.4.2.4 Prueba de partículas magnéticas y líquidos penetrantes

Continuando con la colocación de la envolvente completa (Full Encirclement) de 16" x 4", y se procederá con la aplicación de soldadura (E-8018) al término de esta actividad se realizará la prueba de partículas magnéticas, líquidos penetrantes a todas las soldaduras. Posteriormente se soldará la válvula de compuerta al niple de 4" y se le realizará la prueba radiográfica.

FIGURA I.36 Y 37 SOLDADURA Y PRUEBA DE SOLDADURA



Fotografía de persona física, Art. 116 del primer párrafo de la LGTAIP y 113 fracción I de la LFTAIP.

I.4.2.5 Prueba neumática para la Estación de Suministro

Esta prueba se aplica para confirmar que las conexiones de las líneas y componentes de la estación de suministro (compresores y otros equipos, islas de dispensarios y mangueras) resisten sin fuga el esfuerzo homogéneo producido por gas inerte a presión.

Equipos y materiales:

- a) Equipo neumático capaz de alcanzar la presión de prueba
- b) Manómetros con escala graduada no mayor a 2 (dos) veces la presión de prueba
- c) Registrador con gráfica tiempo-presión
- d) Válvulas capaces de soportar la presión de prueba
- e) Tubería, mangueras y conexiones adecuadas para conectar el sistema, y
- f) Gas inerte suficiente para poder presurizar la parte del sistema y elementos a probar.

Preparación y acondicionamiento de la prueba:

Se debe instalar el equipo neumático con manómetro, registrador, válvulas, tubería, mangueras y conexiones en forma tal que el gas sea inyectado a través de toda la parte del sistema o componentes que se van a probar.

Procedimiento:

- a) Se debe elevar gradualmente la presión del gas hasta alcanzar aproximadamente la mitad de la presión de prueba.
- b) Se debe incrementar la presión del gas a intervalos de 0.1 (cero punto uno) la presión de operación cada 10 minutos, hasta que alcance 1.5 (uno punto cinco) la presión de operación; se aísla el sistema y se verifica mediante la gráfica tiempo-presión que la presión se mantiene al menos durante 30 minutos.
- c) Se debe reducir la presión del gas a 1.1 (uno punto uno) la presión de operación y se verifica mediante el registro gráfico que la presión se mantiene durante ocho horas, para permitir la inspección en todos los puntos y conexiones de la línea.

El material y equipo no deben presentar fugas, utilizando una solución tenso-activa formadora de espuma para detectarlas, esto se corrobora mediante la gráfica tiempo-presión del registrador de presión. En caso de presentarse alguna fuga, ésta debe ser reparada y se debe probar nuevamente esa sección con el mismo procedimiento hasta comprobar su hermeticidad.

I.5 Procedimientos y medidas de seguridad

I.5.1 PRO-PROM5-068-166. Monitoreo, detección, clasificación, registro y autoevaluación de fugas de gas natural en la franja de desarrollo

El objetivo es establecer las acciones, especificaciones y requisitos que deben de cumplirse para realizar el monitoreo de fugas en la franja de desarrollo del sistema y los criterios de aceptación para los trabajos ejecutados en el mismo, confirmando la seguridad en la operación del ducto y el cumplimiento a los requerimientos de la norma NOM-007-ASEA-2016.

Acciones

1. Acciones previas

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

TABLA I.12 INTERVALOS MÍNIMOS DE DETECCIÓN DE FUGAS

CLASE DE LOCALIZACIÓN	PERIODICIDAD
1 y 2	1 vez cada 12 meses
3	1 vez cada 6 meses
4	1 vez cada 3 meses

1.3. Prueba de calibración con aire para ajustar la calibración si las lecturas no se encuentran dentro de los límites especificados.

1.4. Revisar que la bomba está funcionando correctamente.

2. Monitoreo, detección y clasificación de fugas en el gasoducto

2.1 Realizar el recorrido del gasoducto tomando muestras de la atmosfera a no más de cinco centímetros de la superficie del suelo, cuando sea posible y en todas aquellas irregularidades del terreno que facilite que el gas aflore, como son

- a) Manchas secas en el terreno de la franja de desarrollo del sistema.
- b) Deslaves de terreno.
- c) Erosión de terreno.
- d) Tierra que vuela o sale del terreno.
- e) Siseos en el terreno
- f) Agua que vuela o sale de una charca.
- g) Fuego que arde por encima del terreno.

- h) Cambio de coloración del suelo.
- i) Vegetación muerta.
- j) Crecimiento anormal de vegetación.
- k) Cruzamientos más frecuentes.

2.2 El muestreo de la atmosfera superficial con indicador de gas deberá realizarse a una velocidad muy baja, es decir el analizador deberá ser movido muy lentamente haciendo escalas cada 50 centímetros y con condiciones atmosféricas adecuadas, es decir que no esté lloviendo y que no se tenga vientos de más de 30 km/h.

2.3 En caso de detectar fuga se deberá de incluir en el reporte el porcentaje de mol de gas y/o el porcentaje de explosividad del ambiente y la ubicación exacta tomando de referencia el kilometraje marcado en los postes de señalización que están en todo lo largo del gasoducto.

3. Monitoreo de fugas por observación de la vegetación.

- ◆ Durante el recorrido del gasoducto se deberá de observar detenidamente la vegetación del derecho de vía, poniendo especial cuidado en las siguientes consideraciones.

3.1. En la temporada de crecimiento de vegetación se deberá observar si existen anomalías que puedan ser un indicio de fuga Las fugas pequeñas, estimulan el crecimiento de vegetación, este crecimiento con frecuencia es más denso y más oscuro que el resto de la vegetación.

3.2. La presencia continua de grandes cantidades de gas, desplazan el oxígeno que se necesita para el crecimiento de una raíz saludable, la vegetación se torna amarilla, el porcentaje de crecimiento disminuye y la planta eventualmente muere. El gas natural seca la tierra, haciendo que se formen costras o se agriete la tierra en la superficie.

3.3. El método de inspección visual del estado de la vegetación solo se puede aplicar en áreas en donde el crecimiento de la vegetación está bien definido. No se debe emplear cuando el grado de humedad del suelo sea anormalmente alto, cuando la vegetación esta inactiva, cuando está en periodo de crecimiento acelerado, como en el comienzo de la primavera.

4. Monitoreo de fuga por métodos complementarios.

4.1. Presencia de insectos: muchos insectos llegan a los puntos o áreas de fuga atraídos por algunos componentes del gas. La acumulación de insectos en zonas o puntos específicos puede ser indicio de fuga, regularmente son encontrados cerca de los reguladores, analizadores y válvulas de gas.

4.2. Sonido: en caso de una fuga importante esta puede ser apreciable audiblemente.

4.3. Variación en la relación de consumo de gas- producción de energía eléctrica.

4.4. Una variación o una tendencia importante entre la relación de consumo de gas con respecto a la producción puede ser claro indicio de fuga de gas. Con este método no se localiza la fuga por lo que se requiere una evaluación posterior con los métodos anteriores descritos para localizar la fuga, evaluarla y clasificarla.

5. Evaluación de la fuga

En el caso de encontrar una fuga se deberá localizarla, delimitarla y evaluar su magnitud, el procedimiento para hacerlo es respondiendo las siguientes preguntas:

- a) ¿Hay presencia de gas? confirmar la presencia de gas analizador de gas combustible.
- b) ¿Cuánto gas hay? Determinar cuánto gas hay con la lectura del analizador de gas.
- c) ¿Qué tan extendida está la fuga? Determinar el patrón de migración de gas.

- d) ¿hay relación con otras estructuras? Determinar si está cerca de cruces.
- e) ¿evaluar y/o evacuar? Clasificar la fuga y tomar las medidas adecuadas.

6. Clasificación de fugas y criterios de acción.

Basándose en la evaluación realizada se clasifica las fugas. Las acciones que se muestran a continuación para cada clase de fugas son más estrictas que las indicadas en las NOM-007-ASEA-2016:

Grado 1: Es la fuga que representa un peligro existente o probable para las personas o propiedades por las que cuando se detecta deben ser reparadas inmediatamente y/o realizar acciones continuas hasta lograr que las condiciones dejen de ser peligrosas. Se considera peligrosa toda situación en la que haya probabilidad de asfixia, incendio o explosión en el área afectada por la fuga.

Grado 2: Es la fuga que se reconoce como no peligrosa al momento de detectarse, pero representa un riesgo probable para el futuro, por lo que se programara su reparación en los siguientes días.

Grado 3: Es la fuga que no es peligrosa al momento de su detección y se programará su reparación en no más de 30 días.

Registro de fugas

1. Se registrará la fuga abriendo un expediente para cada fuga.
2. El expediente de fuga debe contener la información siguiente:
 - a. El formato PRO-PROM5-007-HR-FUGAS BRIDAS Y ACCESORIOS.
 - b. El reporte de reparación de la fuga y re-inspecciones.

Autoevaluación

1. Evaluar el programa de monitoreo de fugas realizados para determinar la efectividad del programa.

- a. Revisar si el Programa de monitoreo de fugas para determinar si se cumplió,
- b. Comprobar que las reparaciones de fugas fueron efectuadas de acuerdo con el programa y los procedimientos especificados,
- c. Verificar que las reparaciones de fugas fueron realizadas con la efectividad indicada en los procedimientos aplicados, y
- d. Revisar si el Registro de fugas se mantiene actualizado
- e. Los resultados de la autoevaluación de fugas, deberá registrarse en el formato PRO-PROM5-007A- HR Autoevaluación anual de fugas

I.5.2 PRO-PROM5-007-166. Monitoreo, detección, clasificación, registro y autoevaluación de fugas de gas natural en bridas y accesorios

El objetivo es establecer las acciones, especificaciones y requisitos que deben de cumplirse para realizar monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural, así como los criterios de aceptación para los trabajos ejecutados en el mismo, con el fin de mantener la seguridad del sistema de proceso.

Acciones

1. Acciones previas
2. Realizar limpieza de las bridas, conexiones y accesorios a inspeccionar.
3. Tomando como base el Diagrama de Tubería e Instrumentación y los diagramas Isométricos, numerar cada uno de los puntos de inspección, ya sea brida o conexión roscada
4. Anotar a un lado de la brida o conexión con marcador permanente el número designado.
5. Anotar en el plano isométrico la numeración asignada a cada brida y conexión, esto con el fin de tener una adecuada rastreabilidad de los puntos y un correcto seguimiento.
6. En el caso de las bridas, colocar cinta canela cubriendo el espacio entre las caras de bridas.
7. En el caso de las conexiones roscadas, tubing, instrumentos y otros la inspección se realiza directamente.

8. Se deberá de verificar todos los instrumentos de indicadores de gas combustible estén en óptimas condiciones y no se hayan realizado operaciones accidentalmente o estén en malas condiciones.

Monitoreo, detección y clasificación de fugas.

1. Encender el analizador de gas, fuera del área de la zona de proceso de gas.
2. Realizar la verificación del analizador con aire fresco.
3. Colocar el analizador en modo explosividad.
4. Realizar una perforación a la cinta canela que previamente se colocó en las caras de las bridas, del tamaño de un bolígrafo en la parte superior de la brida en caso de que esta sea vertical, de lo contrario es indistinto el punto de perforación.
5. Insertar la probeta en el orificio de la cinta.
6. Mantener la probeta en el orificio durante al menos 1 minuto.
7. Confirmar la indicación del analizador, debe de indicar 0% de explosividad.
8. De no ser así existe una fuga. La fuga se debe localizar, delimitar su extensión, evaluar su magnitud y clasificar utilizando los criterios siguientes:
9. Se deberá de clasificar el grado de la fuga, reportar y registrar en el formato correspondiente.
10. Los criterios que se utilizan en PROASA para determinar las acciones para controlar la fuga son los siguientes:

Fuga de Grado 1: Es la fuga que representa un peligro existente o probable para las personas o propiedades, por lo que cuando se detecta una fuga de este tipo debe ser reparadas inmediatamente y/o realizar acciones continuas hasta lograr que las condiciones dejen de ser peligrosas. Se considera peligrosa toda situación en la que haya probabilidad de asfixia, incendio o explosión en el área afectada por la fuga.

Grado 2: Es la fuga que se reconoce como no peligrosa al momento de detectarse, pero representa un riesgo probable para el futuro, por lo que se programara su reparación en los días siguientes.

Grado 3: Es la fuga que no es peligrosa al momento de su detección y se programará su reparación en no más de 30 días.

11. Conociendo la clasificación de la fuga se deberá de realizar un programa para su reparación o monitoreo.

Registro de fugas

1. Se registrará la fuga abriendo un expediente para cada fuga.
2. El expediente de fuga debe contener la información siguiente:
 - a. El formato PRO-PROM5-007-HR-FUGAS BRIDAS Y ACCESORIOS.
 - b. El reporte de reparación de la fuga y re-inspecciones.

Autoevaluación

1. Evaluar el programa de monitoreo de fugas realizados para determinar la efectividad del programa.
 - a. Revisar si el Programa de monitoreo de fugas para determinar si se cumplió,
 - b. Comprobar que las reparaciones de fugas fueron efectuadas de acuerdo con el programa y los procedimientos especificados,
 - c. Verificar que las reparaciones de fugas fueron realizadas con la efectividad indicada en los procedimientos aplicados, y
 - d. Revisar si el Registro de fugas se mantiene actualizado.
 - e. Los resultados de la autoevaluación de fugas se plasmarán en el formato PRO-PROM5- 007A-HR Autoevaluación anual de fugas.

I.5.3 PRO-PROM5-080-166. Registro de rupturas y fugas

El objetivo es establecer las acciones, especificaciones y requisitos que deben de cumplirse para realizar el registro de ruptura y fuga de gas natural, así como los criterios de aceptación para los trabajos ejecutados en el mismo, con el fin de mantener la seguridad del sistema de proceso

Acciones

1. Acciones previas

2. Cada accesorio de acero soldable a tope debe tener rangos de resistencias a presión y temperatura basados en las resistencias a los esfuerzos y temperaturas para tubería del mismo material o equivalente. En caso de que se tenga que diseñar un accesorio, la resistencia a la ruptura del accesorio debe ser, al menos, igual a la resistencia a la ruptura calculada, de la tubería del material y espesor seleccionados que haya sido determinado mediante un prototipo que haya sido probado al menos a la presión requerida por la línea de tubería a la cual será agregado.
3. Fugas. En caso de ocurrir fugas durante la prueba de hermeticidad y en consecuencia no se mantenga la presión de prueba, el ducto deberá repararse y repetir la prueba.
4. Rupturas. Cuando ocurran fugas por rupturas en el ducto durante la prueba de hermeticidad y no se mantenga la presión, el ducto se debe reparar y posteriormente repetir la prueba hasta su aceptación.

Registro de rupturas y fugas.

1. Cualquier fuga o ruptura en el ducto se debe documentar y registrar, así como sus reparaciones.
2. El registro de un incidente se deberá realizar conjuntamente con la inspección de la fuga formato No. PRO- PROM5-007-HR. Los registros concernientes se deben conservar por el tiempo que permanezca operando el sistema de transporte.
3. Se deben realizar y mantener, durante la vida útil del ducto, un registro de las pruebas de hermeticidad realizadas a ductos de acero que van a operar a esfuerzos tangenciales de 30% de la RMC o más. El cual debe contener, como mínimo, la información siguiente:
 - a) Nombre de la empresa que efectúa la prueba;
 - b) Medio de prueba empleado;
 - c) Longitud y localización de las tuberías probadas
 - d) Presión de prueba y de diseño
 - e) Duración de la prueba;
 - f) Gráficas de registro de pruebas u otros reportes de lecturas de presión firmados por los responsables de la ejecución de la prueba;

- g) El registro vigente de calibración del equipo de medición utilizado para la prueba, dicho registro deberá tener la trazabilidad conforme a la Ley Federal sobre Metrología y Normalización;
 - h) Variaciones de los incrementos de presión, siempre que sean significativas para la prueba en particular
 - i) Fugas y fallas observadas y, en su caso, las medidas tomadas para corregirlas, así como la información que se generó durante las mismas.
4. Registrar los datos obtenidos en la hoja de reporte correspondiente.

I.5.4 PRO-PROM5-103-166. Acciones ante la operación de cualquier dispositivo de seguridad

Establecer los lineamientos, acciones y requisitos que deben cumplirse para reaccionar ante la operación de cualquier dispositivo de seguridad del sistema de proceso, así como los criterios de aceptación de acciones realizadas, esto a fin de mantener las condiciones de funcionamiento y de seguridad.

Acciones

1. Verificar en los planos y físicamente si el elemento de seguridad o equipo cuenta con By-Pass, válvula de desfogue, válvula de seguridad, válvulas de bloqueo de paso aguas arriba y aguas abajo o algún otro elemento que pudiera aislar este dispositivo de seguridad.
2. Ubicar la válvula o el equipo que servirá de punto de intervención de seguridad, donde se permitirá cortar rápidamente el flujo en caso emergencia.
3. Verificar la presión de entrada aguas arriba.
4. Verificar cual elemento o dispositivo de seguridad que está operando.
5. Aislar aguas arriba y aguas abajo del elemento.
6. Si no se tiene modo de aislar corte de flujo y paro de planta
7. Si el dispositivo es una válvula de relevo.
8. Abrir de manera manual válvula de desfogue.
9. Verificar la presión se estabilice y revisión del elemento o causas de la operación
10. Si opero una válvula de corte rápido

11. Verificar que equipos o elementos intervienen
12. Aislar aguas arriba y aguas abajo del elemento o si no se tiene modo de aislar paro de planta
13. Realizar las maniobras necesarias para el venteo
14. Revisión del elemento y causas de activación y puesta en gas
15. Si el dispositivo es un detector de gas o algún elemento electrónico que pudiera tener alguna alarma intermitente, identificar este dispositivo.
16. Una vez identificado el dispositivo, realizar unas pruebas de seguridad principalmente en los dispositivos de detectores de gas y flama.
17. Con un detector de gas calibrado se realizar pruebas de este en el lugar más cercano al elemento
18. Si es correcta la alarma y existe presencia de gas, avisar a jefe de operación y aplicar el manual de MPOMS y PPA
19. Si el detector de gas portátil no da indicaciones de fuga de gas o atmósfera respirable seguramente se trata de una falla electrónica. Realizar el permiso correspondiente y reparar falla.
20. Si el dispositivo es cualquier otro elemento electrónico que no intervenga cierre de válvulas o corte de flujo de gas o eléctrico o de cualquier otro suministro que pudiera poner en peligro las instalaciones o vidas humanas se deberá de notificar al jefe de operación y realizar el permiso correspondiente y reparación del elemento.
21. Elaborar reporte correspondiente

I.5.5 Procedimiento de llenado de vehículos

Las instrucciones de llenado deberán ser colocadas en un lugar adyacente a las mangueras de expendio

◆ *Procedimiento previo.*

Asegúrese de que:

- a. Las etiquetas de identificación estén aprobadas y en posición.
- b. Esté prohibido fumar dentro de 6 m a la redonda.

- c. El freno de mano de los vehículos deberá ser puesto en funcionamiento, en caso de vehículos automáticos la posición de la caja deberá estar en "P" (Parqueo).
- d. Todo sistema de ignición del vehículo, sistema eléctrico y radio (incluyendo equipos de radio de onda corta) deberán estar apagados.
- e. El cilindro deberá estar dentro del período de vida probado y el sistema deberá cumplir con estas normas.
- f. No existirán fugas en el equipo de GNV del vehículo que pueden ser detectadas visualmente o de manera obvia.
- g. La conexión de combustible estará en buenas condiciones y se ajusta a la boquilla del dispensador.

◆ *Procedimiento de llenado*

- a. Remueva el protector de polvo de la conexión de rellenado del vehículo.
- b. Coloque la manguera de rellenado en el punto de llenado.
- c. El vehículo no será abandonado durante el proceso de llenado excepto en el caso de llenado por goteo.
- d. Abrir la válvula de llenado lentamente permitiendo la transferencia de GNV de los cilindros de almacenamiento hacia el cilindro del vehículo. El GNV debe ser introducido lentamente dentro del vehículo para impedir un choque de carga, además de un rápido incremento de la temperatura del gas.
- e. Cerrar la válvula de llenado una vez completada la operación de llenado.
- f. Desconectar cuidadosamente la manguera de llenado permitiendo un pequeño escape de gas de la conexión de llenado.
- g. Devolver la manguera a su posición correcta en el dispensador.

◆ *Antes de que un vehículo abandone el lugar de rellenado es imperativo que dicho vehículo este exento de fugas ya sea en:*

- a. El vehículo ó,

- b. En el punto de expendio, donde las fugas pueden haber sido producidas por una falla durante el llenado o por causa de reemplazo o movimiento de las conexiones.

I.5.6 Procedimiento de seguridad de las instalaciones y equipos de una estación de GNV

Es responsabilidad del técnico responsable de estación se cumpla este procedimiento y se exija el cumplimiento de la misma al personal de mantenimiento y usuarios de la estación.

Las Estaciones de servicio o suministro, cuentan con áreas específicas para el resguardo de los equipos utilizados para medir, controlar, energizar, comprimir, transportar y almacenar al gas natural, los cuales son:

- ◆ Recinto de compresores.
- ◆ Subestación o Cuartos de Tableros.
- ◆ Cuartos de compresores de aire.
- ◆ Almacenes de refacciones y Residuos Peligrosos.

Estas áreas son de acceso controlado para el personal de la empresa, clientes, proveedores, autoridades y personal ajeno a la estación. Y deberán de estar permanentemente cerradas bajo llave, teniendo la responsabilidad y control de estas el personal técnico de mantenimiento de estación y el encargado de estación (traspasando la responsabilidad de estas a sus responsables de cada turno).

Procedimiento:

Por operación de las estaciones y de los sistemas de compresión, es necesario ser monitoreados los equipos por personal capacitado. Estas personas serán las responsables de comunicar inmediatamente al personal de mantenimiento y al técnico responsable de estación cualquier anomalía que se detecte y/o auxiliar en resolver el problema, tomando las acciones indicadas por el personal de mantenimiento para restablecer el servicio de los equipos y/o garantizar la seguridad de la estación.

Solamente el personal de mantenimiento de estación, técnico responsable, y personal capacitado y autorizado en cada evento, podrán intervenir en los equipos de compresión y despacho, es decir abrir gabinetes o puertas, retirar tapas de registro, tableros y dispensarios.

Por seguridad del personal, de los equipos y de la estación, está prohibido restablecer o poner en operación cualquier equipo que esté fuera de servicio por alarmas, mantenimiento u operación de la estación, y que no haya sido consultado con el personal de mantenimiento para su autorización.

1. Está prohibido manipular las pantallas de monitoreo y mucho más modificar los parámetros de operación de los equipos, así como el borrar el historial de alarmas. Función sólo disponible para el personal técnico de mantenimiento.
2. Es totalmente responsabilidad del personal de mantenimiento y de la administración de la estación (así como del responsable capacitado y asignado en turno), el mantener el orden y seguridad de las áreas y de los equipos, y no es transferible esta responsabilidad a otras personas por solicitar ayuda o por falta de tiempo.
3. El personal de mantenimiento tiene el compromiso de dar el servicio y asistencia requerida por las estaciones las 24 horas, los 365 días del año. Y en caso de no tener la disponibilidad de tiempo, canalizarlo a otra persona del departamento dando seguimiento hasta garantizar que se está atendiendo la solicitud.
4. El personal de mantenimiento deberá informar al técnico responsable de estación y/o al responsable de estación, cada vez que deje fuera de servicio algún equipo por mantenimiento, así como cuando quede nuevamente en servicio. Evento que también deberá ser anotado en bitácora de mantenimiento.
5. En caso de fuga de gas, fallas de energía eléctrica, problemas con los equipos de compresión y despacho, se deberá reportar inmediatamente al técnico responsable de estación y al personal de mantenimiento para tomar acciones como pueden ser cerrar válvulas, bajar interruptores, parar o dejar

- fuera de servicio equipos. Y sólo personal autorizado y capacitado podrá tomar decisiones de este tipo.
6. Es responsabilidad del técnico responsable de estación el contar con el personal capacitado en cada turno, así como solicitar la capacitación y actualización del personal asignado al departamento de recursos humanos y mantenimiento.
 7. Es responsabilidad del departamento de recursos humanos y del técnico responsable de estación solicitar al departamento de mantenimiento la capacitación correspondiente a todo el personal de nuevo ingreso.

I.5.7 Procedimiento de seguridad para la operación y mantenimiento de una estación de suministro de GNV

Este procedimiento establece las condiciones de seguridad en las actividades de mantenimiento y operación en las EDS.

1. Es obligatorio contar con una Bitácora de Mantenimiento, donde se registrarán todos los eventos relacionados con el mantenimiento, correctivo, preventivo y predictivo realizado a todos y cada uno de los equipos de estación. Indicando día, hora y nombre del personal que intervino en el servicio.
2. La bitácora deberá permanecer en todo momento en custodia del personal administrativo, y se deberá disponer de esta cada vez que el personal de mantenimiento lo requiera, así como a solicitud de las diferentes autoridades como pueden ser, la secretaria del trabajo, protección civil, ecología, procuraduría del medio ambiente, bomberos, unidades verificadoras, etc.
3. Mantener al personal de las EDS apropiadamente capacitados en sus deberes y responsabilidades como funcionarios y como participantes en los planes de contingencia.
4. El personal de mantenimiento deberá ser el más capacitado de la EDS, ya que él debe conocer las instalaciones y equipos. Este deberá dar todo el soporte para cualquier contingencia.

5. Mantener en buen estado de mantenimiento, vigencia y operatividad todos los extintores y demás equipos contra incendio.
6. Mantener la condición "a prueba de explosión" de luminarias, tableros, tuberías y ductos para los cableados eléctricos en áreas clasificadas.
7. No permitir llamas abiertas y/o fuentes de ignición no autorizadas, dentro del perímetro de las EDS.
8. Mantener en buen estado de orden y aseo todas las áreas de las EDS; así como los equipos, elementos y herramientas, adecuadamente organizados.

I.5.7.1 Desarrollo

Mantenimiento de compresores:

1. Dar aviso al encargado de estación el que se dejará fuera de operación el compresor por servicio.
2. Colocar selector en posición "OFF" desde el tablero de control del compresor que va a revisarse, y bajar palanca de interruptor principal del equipo en el CCM, mantener y colocar en el interruptor un candado y un aviso de "Equipo Fuera de Servicio". De preferencia alguna etiqueta con fotografía, nombre del personal y teléfono para su localización.
3. Cerrar las válvulas manuales de succión y descarga de gas del compresor. Encender ventiladores para evitar la concentración del gas y dispersarlo más rápidamente.
4. Despresarizar el equipo por medio de la válvula de venteo.
5. Trabajar en el compresor utilizando las herramientas adecuadas.
6. Utilizar los elementos de protección personal de acuerdo a la actividad que esté realizando.
7. Verificar el no dejar piezas o herramientas dentro del equipo ni en partes giratorias al término del servicio. Al igual retirar del área todas las refacciones nuevas y usadas, herramientas y utensilios ocupados en el servicio.
8. Girar manualmente el motor-compresor para verificar que éste gira libremente.

9. Abrir válvula de succión lentamente, dejando la válvula de venteo abierta por 3 minutos para que el gas desplace el oxígeno del interior del equipo, accionar el ventilador en forma manual para dispersar el gas y evitar la concentración de este.
10. Después de lo anterior, verificar y corregir la presencia de fugas de gas en las partes desarmadas.
11. Poner en automático el ventilador y colocar selector en posición "AUTO" retirar candado, y letrero de aviso.
12. Subir palanca del interruptor para energizar el equipo.
13. Verificar existencia de fugas, vibraciones y ruidos anormales para su posible corrección.
14. Dar aviso al encargado de estación la disponibilidad del equipo.

Mantenimiento de cilindros de almacenamiento:

- a) Dar aviso al encargado de estación el que se dejara fuera de operación el sistema de almacenamiento por servicio de mantenimiento.
- b) Dejar fuera de servicio los compresores el tiempo suficiente para que sea despachado el gas hasta vaciarlo a su mínima capacidad.
- c) Cerrar las válvulas de entrada de gas a los cilindros que van a revisarse/mantenerse.
- d) Utilizar los elementos de protección personal de acuerdo a la actividad que se van a realizar.
- e) Tomar todas las precauciones posibles evitando tener contacto con el gas, a razón de que la presión del gas puede causar daños similares a los de una navaja, causar quemaduras graves, congelamiento o asfixia.
- f) Ventear a la atmósfera a través de la válvula de purga el gas de los cilindros, cuidando de capturar los hidrocarburos líquidos.
- g) Utilizando las herramientas adecuadas, desconectar las tuberías de entrada y de salida de gas de los cilindros en cuestión.
- h) Realizar las reparaciones o servicios.
- i) Dar aviso al encargado de estación la disponibilidad del equipo.

En caso de que se presente un incendio mientras se realizan las actividades de mantenimiento se deben seguir las siguientes recomendaciones:

Actuar de acuerdo con lo establecido en caso de emergencias, en caso que las labores estén siendo desempeñadas por un contratista, ó una persona que desconozca el procedimiento, este debe actuar de la siguiente manera:

- a) Suspender todas las operaciones y trabajos en la EDS.
- b) Desenergizar compresores desde los botones de paro de emergencia y/o desde el panel de control.
- c) Cerrar la válvula manual de corte de gas, particular del equipo o general de la EDS según sea el caso.
- d) Después de cerrar válvulas (principalmente la que corresponda a fuente de ignición), lo que se espera es que el gas que se encuentre en las tuberías o equipos se consuma y la flama se extinga por sí misma. El mayor riesgo es que la flama alcance materiales combustibles, para lo cual es necesario extinguir este con los equipos auxiliares de combate (extinguidores). De no suceder esto esperar a que el fuego se apague.
- e) Es poco probable que se presente fuego con gas a alta presión, debido a que el combustible desplazara el oxígeno y no podrá tener la condición para que el fuego sea factible. Es importante el evitar flama o chispa, debido a que después de controlada una fuga de gas a alta presión las condiciones de flama o explosión pueden estar presentes por unos momentos. Es importante dejar se ventilen las áreas y se disperse el gas del ambiente antes de reiniciar operación.
- f) Notificar al técnico responsable para que proceda con el procedimiento de notificación.
- g) De ser necesario, cerrar válvulas manuales de los tanques de recuperación de gas en compresores.
- h) Concentrar todos los esfuerzos y recursos en combatir o controlar el incendio con los extintores.
- i) Según la magnitud del siniestro, avisar y pedir asistencia al cuerpo de bomberos y demás organismos de socorro.

- j) Si el control de la emergencia se sale de las capacidades y recursos de la EDS, evacuar inmediatamente las instalaciones.
- k) Se deberá emitir un reporte señalando los motivos que ocasionaron el siniestro.

Mantenimiento de dispensario:

- a) Dar aviso al encargado de estación el que se dejara fuera de servicio la manguera o dispensario.
- b) Colocar los señalamientos de "Área Fuera de Servicio" para indicar y asegurar el área de trabajo. Cerrando completamente las posiciones de carga.
- c) Cerrar válvulas de alimentación de gas al dispensario.
- d) A través de la válvula de venteo de cada manguera, despresurizar equipo al que se realizará el servicio.
- e) Según sea el caso, desenergizar el dispensario desde el tablero eléctrico.
- f) A pesar de que se haya despresurizado el equipo, se deberá proceder con precaución ya que por obstrucciones puede haber quedado gas en tuberías o algún otro elemento, para esto se recomienda aflojar las conexiones lentamente hasta garantizar la no presencia de gas.
- g) Realizar los trabajos de mantenimiento utilizando los elementos de protección personal y las herramientas adecuadas de acuerdo a la actividad que se van a realizar.
- h) Terminado los trabajos, abrir "lentamente" válvulas de alimentación de gas al dispensario, evitando golpes internos en la tubería que puedan dañar las conexiones o equipos. Hasta un posible desprendimiento de tubos.
- i) Verificar y corregir posibles fugas.
- j) Reanudar operación del dispensario teniendo en cuenta los procedimientos y medidas de seguridad para arranque de equipos.
- k) Dar aviso al encargado de estación la disponibilidad del equipo.

Mantenimiento del panel de prioridades:

- a) Dar aviso previo al encargado de estación el que se dejara fuera de servicio la EDS.
- b) Des energizar compresores desde los botones de paro de emergencia y/o desde el panel de control.
- c) Colocar selector en posición "OFF" desde el tablero de control de los compresores y bajar las palancas de los interruptores en el CCM, mantener y colocar en cada interruptor un candado y un aviso de "Equipo Fuera de Servicio".
- d) Cerrar las válvulas manuales de entrada (de compresores, tanques de almacenamiento y filtros) y salida al panel de prioridades hacia dispensario.
- e) Despresurizar el equipo por medio de la válvula de venteo y de dren.
- f) Trabajar en el Tablero de Prioridades utilizando las herramientas adecuadas.
- g) Utilizar los elementos de protección personal de acuerdo a la actividad que éste realizando.
- h) Terminado los trabajos, abrir "lentamente" válvulas de entrada y salida del tablero de Prioridades.
- i) Verificar y corregir posibles fugas. Retirar candados, subir interruptores en tableros eléctricos y restablecer selector en posición "AUTO" en tablero local del compresor.
- j) Reanudar operación de la EDS teniendo en cuenta los procedimientos y medidas de seguridad para arranque de equipos.
- k) Dar aviso al encargado de estación la disponibilidad del equipo.

Incendio en tablero de control de compresores:

- a) Parar compresores desde las paradas de emergencia.
- b) Suspender operaciones de carga o descarga de contenedores.
- c) Des energizar el panel de control desde la subestación eléctrica.
- d) Concentrar todos los esfuerzos y recursos en combatir el incendio, con extintores de polvo químico y de CO₂. **No utilizar agua.**

I.5.8 Válvula de seccionamiento (troncal)

La línea de interconexión contará con una válvula de seccionamiento para aislar la Estación de Regulación y Medición, en caso de emergencia aguas abajo.

I.5.9 Válvula de corte por fuga

La válvula de corte por fuga estará instalada en el paso de regulación y es de tipo EZR-SLAM SHUT para corte rápido en alta y baja presión.

La válvula de corte (Regulador) por fuga además tendrá la capacidad de estar monitoreado aguas arriba y aguas abajo de las condiciones de operación. Es decir, la presión de operación aguas abajo es de 40 Kg/cm^2 , el rango de corte por alta presión será de 43 Kg/cm^2 , y el rango de corte por baja presión será de 37 Kg/cm^2 .

La finalidad de la válvula de corte por fuga es la cortar súbitamente el suministro de gas a toda la estación en caso de alguna eventualidad o contingencia. La válvula interrumpe automáticamente el flujo al detectar una presión de salida en condiciones que sobrepasen a los parámetros de control (valores del set point). Si el flujo máximo es rebasado (ya sea por un sobre consumo o alguna fuga de consideración) la presión de la estación de medición disminuirá ocasionando que se alcance el set point de la válvula de corte provocando el cierre de la misma.

Muy baja presión (sugiere una fuga aguas debajo de la estación de medición). Al momento de presentarse una fuga, la presión del sistema tendera a bajar por seguridad la válvula realizará el corte por baja al detectar 37 Kg/cm^2 de la presión de salida (PS). Cabe mencionar que los valores del set point, para la presión y el caudal dentro del ducto se designan de acuerdo a los requerimientos del cliente.

Cabe mencionar que la fuga debe de ser de grandes proporciones para que baje la presión (rebasar las condiciones de flujo máximo) y la ssv la detecte y corte el suministro de gas, ya que si existen pequeñas fugas operacionales (como un mal apriete de bridas, flexitalic mal puestas, roscas barridas, etc.) la ssv no las detectará y no cerrará para que los clientes que estén conectados a este city gate no sufran un corte de gas inesperado por una pequeña fuga.

Las especificaciones de las válvulas SLAM SHUT, son las siguientes

Tipo: 2" 600 R.F. EZR-SLAM-SHUT

Rango de corte por baja presión 37 Kg/cm²

Rango de corte por alta presión 43 Kg/cm²

Dn: (2") PCV-101 y PCV-111

Bridas: ANSI 600

Instalación Horizontal

Servicio: Gas Natural

Mecanismo de accionamiento: Mecánico (resorte)

I.5.10 Ánodo de sacrificio

Para proteger a la tubería de la corrosión se instalará un ánodo de sacrificio, el cual primero se soldará un cable de cobre calibre 12 directamente a la tubería de A.C. 4" unido mediante soldadura CADWELD 90, este cable pasará por un poste de toma de potencial, posteriormente se instalará un ánodo de sacrificio a una distancia no mayor de 3 metros del poste de toma de potencial, el ánodo de sacrificio será de magnesio, de alto potencial de 32 LBS y relleno químico backfill.

FIGURA I.38 POSTE DE TOMA DE POTENCIAL Y MONITOREO DE JUNTA MONOBLOCK



I.5.11 Respaldo de energía

La estación contará con suministro eléctrico proveniente de acometida de baja tensión 110V de acuerdo a las especificaciones de CFE, y como respaldo de energía se instalará una UPS con 10 baterías solares LTH para un respaldo de la energía de 48 horas, estas baterías serán recargadas mediante un controlador de carga marca SAECSA, modelo SAECSA-30 A 12 VDC/24 VCD 30 A, y con panel solar marca SAECSA modelo 260 WT de 260 Watts.

I.5.12 Señalamientos

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

Estación de Regulación y Medición

La estación de regulación y medición contará con las señales requeridas por la "NOM-026-STPS-2008, Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías" y "NOM-007-ASEA-2016, Transporte de gas natural, etano y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos".

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

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

La señalización incluirá letreros de los siguientes tipos:

- De prohibición.
- De obligación.
- Precaución.
- Información.

- Contra Incendio.

Los letreros para exteriores serán fabricados de Aluminio con acabado Vinil de alta resistencia con acabado luminiscente (la luminiscencia no deberá ser radioactiva, ni toxica), lavables con chorro de agua, resistentes a solventes, así como a las condiciones de operación y ambientales extremas de la estación. Los recubrimientos y materiales de señalización expuestas a la intemperie serán resistentes a la radiación solar y rayos ultravioleta, terminado en sus bordes y esquinas curvo, podrá ser observado aun en presencia de humo muy denso; estarán fijados y sujetos de sus 4 vértices a los muros, columnas o donde sea indicado en los planos de localización de señalamientos.

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

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

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

TABLA I.13 GEOMETRÍA DE SEÑALAMIENTOS

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

Postes de señalización

2 piezas de postes de señalización en concreto armado con 4 varillas de 3/8" Ø, con las leyendas en bajo relieve "DUCTOS", "NO EXCAVAR", "NO GOLPEAR", "NO CONSTRUIR", pintados en color amarillo CARTERPILAR #204, y letras en color negro, el poste tendrá las siguientes dimensiones de 2.85 de largo.

I.6 Análisis y evaluación de riesgos

1.6.1 Antecedentes de accidentes e incidentes

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

1.6.1.1. Accidentes en Estados Unidos

19 de agosto de 2000. Ruptura de un gasoducto de gas natural de 30 pulgadas de diámetro e incendio cerca de Carlsbad, Nuevo México. Murieron 12 miembros de una familia que acampaban a más de 600 metros del punto de ruptura. La fuerza de la ruptura y la ignición violenta de los gases de escape crean un cráter de 51 pies de ancho y a lo largo de 113 pies de tubería. Una sección de 49 pies del tubo

fue expulsada del cráter en tres piezas con medidas de 3 pies, 20 pies y 26 pies de largo. La pieza más grande de tubería se encontró a 287 metros al noroeste del cráter. Se determinó que la causa de la fuga fue una severa corrosión interna en la tubería.

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

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

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

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

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

11 de agosto de 2001. Aproximadamente a las 5:05 a.m. un gasoducto de 24 pulgadas fugó cerca de Williams, Arizona, resultando en la liberación de gas

natural. El gas natural continuó descargando por aproximadamente una hora antes de encender.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

5 de mayo de 2009. Un gasoducto explota y se incendia cerca de Rockville, en el Condado de Parke, a 24 kilómetros al norte de Terre Haute, Indiana. PHMSA indica la posibilidad de corrosión externa en su pedido de acción correctiva (CAO) a la compañía del gasoducto. 49 viviendas fueron evacuadas en un área a una milla de la explosión. No hubo heridos.

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

7 de junio de 2010. Explosión e incendio de un gasoducto de 36 pulgadas de gas en el Condado de Johnson, Texas, provocado por trabajadores para la instalación

de postes de líneas eléctricas. Un trabajador murió y seis resultaron heridos. No se indicaba el gasoducto en los planos.

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

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

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

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

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

I.6.1.2. Accidentes en México

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

8 de julio de 2005, en la Ranchería Huimango 3ª Sección sobre la carretera Comalcalco-Cunduacán, Tabasco; se presentó una fuga de gas en el gasoducto de 48" Ø, en el área de trampas Escribano-La Trinidad. La fuga provocó una explosión que causó la muerte de cuatro personas y lesiones a otras 11; adicionalmente, se afectaron 114 hectáreas de vegetación y cultivos aledaños al punto de fuga por efectos del fuego. Fue necesario evacuar a 775 personas de la Ranchería Huimango del Municipio de Cunduacán y a 246 de la Ranchería Benito Juárez del Municipio de Jalpa de Méndez. Además, resultaron afectados 11 vehículos de PEMEX, nueve particulares y dos equipos pesados pertenecientes a una compañía contratista.

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

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

I.6.1.3. Conclusión

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

I.6.2 Metodologías de identificación y jerarquización

El presente análisis identifica los posibles eventos de riesgos creíbles hipotéticos a suceder en las instalaciones de la Estación de medición CUGAS. Para llevar a cabo este análisis se aplicó la siguiente metodología:

FIGURA I.39 METODOLOGÍA DE IDENTIFICACIÓN Y JERARQUIZACIÓN DE RIESGOS.



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

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

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

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

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

muestran las técnicas de identificación de riesgos en orden creciente de tiempo y de experiencia requerida¹.

TABLA I.14 COMPARACIÓN DE LOS MÉTODOS DE IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS

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

Estas técnicas son aplicadas a distintas etapas de la vida de los procesos industriales: diseño, construcción, puesta en marcha y funcionamiento de una operación normal, modificaciones del proceso y desmantelamiento o abandono de las instalaciones. La identificación de los accidentes potenciales en las primeras etapas de diseño mejora la eficacia de las medidas reductoras del riesgo, y al mismo tiempo disminuye los costes de su implementación. No se debe dejar de

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

lado que la gestión del riesgo se realiza de forma continuada a lo largo de la vida de la instalación; por lo tanto, la identificación siempre está presente. En las distintas etapas del proyecto, el nivel de detalle e inclusive los objetivos de la identificación varían².

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

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

TABLA I.15 UTILIZACIÓN DE LAS TÉCNICAS DE IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS³.

	Auditoria de seguridad	Análisis de histórico	Listas de control	Análisis preliminar de	Qué pasa si?	Hazop	FMEA	Árbol de fallas	Árbol de sucesos
Definición del proceso (I+D)	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Experimentación planta piloto	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Proyecto básico	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Proyecto de detalle	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Ejecución de obra e inicio	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Operación normal	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

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

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

Modificaciones	<input checked="" type="checkbox"/>								
Estudio de incidentes	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Abandono del proceso	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Para la identificación de riesgos en este proyecto, se seleccionó la metodología "HAZOP", debido a que es una técnica estructurada que requiere de pocos recursos y que no sólo permite mejorar la seguridad de una instalación, sino que también sirve para poner de relieve los posibles problemas de diseño y/o de operatividad en una fase temprana del desarrollo del proyecto.

I.6.2.2. Identificación de riesgos

La identificación de riesgos, tiene como objetivo principal, analizar e identificar desviaciones en cada una de las etapas donde se maneja sustancias peligrosas, que puedan dar origen a un evento de riesgo, esta identificación se realizó de acuerdo con el procedimiento establecido en la norma IEC 61882:2016. Hazard and operability studies (HAZOP studies), a través de tres etapas:

En la primera etapa, se llevó a cabo la recopilación de la información de ingeniería; la cual incluye, planos de localización, de distribución, bases de diseño, diagramas de flujo, y de tubería e instrumentación, descripción del proceso, entre otros.

En la segunda fase se llevó a cabo la revisión y definición de nodos, variables y palabras guía aplicables al proceso. En la tercera fase se llevó a cabo la identificación de riesgos, aplicando la metodología HAZOP (Análisis de Riesgo y Operabilidad).

El análisis HAZOP es una técnica de identificación de riesgos inductiva basada en la premisa de que los accidentes se producen como consecuencia de una desviación de las variables o condiciones del proceso con respecto de los parámetros normales de operación.

El análisis HAZOP consiste en analizar sistemáticamente las causas y las consecuencias de desviaciones de las variables de proceso, planteadas a través de unas "palabras guías". Las palabras guías deben ser aplicadas a las variables de acuerdo a la intención de diseño del nodo establecido, para identificar y evaluar las desviaciones potenciales de la operación de la instalación. Para cada nodo se plantean de forma sistemática las desviaciones de las variables de proceso aplicando a cada variable una palabra guía.

El análisis HAZOP consiste en la aplicación exhaustiva de todas las combinaciones posibles entre palabra guía y variable de proceso, descartándose durante la sesión las desviaciones que no tengan sentido para un nodo determinado.

a. Análisis Hazop

Para la aplicación del análisis HAZOP se procedió de acuerdo a la siguiente secuencia:

1. Seleccionar una sección del proceso o paso de operación (nodo).
2. Explicar la función del sistema (intención de diseño).
3. Seleccionar una variable del proceso o tarea.
4. Aplicar una palabra guía a la variable de proceso para determinar la desviación.
5. Hacer una lista de las causas posibles (pasar al punto 4 si no hay causas creíbles).
6. Examinar las consecuencias (pasar al punto 4 si no hay consecuencias de interés).
7. Se identifican las protecciones existentes para prevenir la desviación.
8. Proponer acciones correctivas apropiadas.
9. Repetir los pasos 3 a 8 para todas las variables/etapas del proceso.
10. Repetir del paso 4 al 8 para todas las palabras guías.
11. Repetir los pasos 1 a 10 para todos los nodos.

a.1. Definición de nodos

El criterio utilizado para seleccionar los nodos fue considerar los puntos del proceso en los cuales se produce una variación significativa de alguna de las variables o condiciones del proceso, con respecto a las demás etapas⁴. De acuerdo con la descripción del proceso y el diagrama de tubería e instrumentación se definieron los siguientes nodos:

TABLA I.16 NODOS SELECCIONADOS PARA LA IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS

NODO	INSTALACIÓN/EQUIPO	DTI	LIMITES
1	Tubería de interconexión	PROASA-QRO-QRO-CUG-001-DTI-01	Desde la Interconexión de la tubería de suministro con el Gasoducto Querétaro San José Iturbide hasta la entrada a la ERM

⁴ Guía Técnica – métodos cualitativos para el análisis de riesgos. Dirección General de Protección Civil y Emergencias, España

NODO	INSTALACIÓN/EQUIPO	DTI	LIMITES
2	ERM	PROASA-QRO-QRO-CUG-001-DTI-01	Desde la entrada hasta la salida de la ERM
3	Tubería de suministro	PROASA-QRO-QRO-CUG-001-DTI-01	Desde la salida de la ERM hasta la llegada a la estación de compresión
4	Descarga de compresor	PROASA-QRO-QRO-CUG-001-DTI-01	Desde la entrada hasta la salida del compresor
5	Tubería de dispensarios	PROASA-QRO-QRO-CUG-001-DTI-01	Desde la salida del compresor hasta los dispensarios de despacho

a.2. Variables, palabras guía y desviaciones analizadas

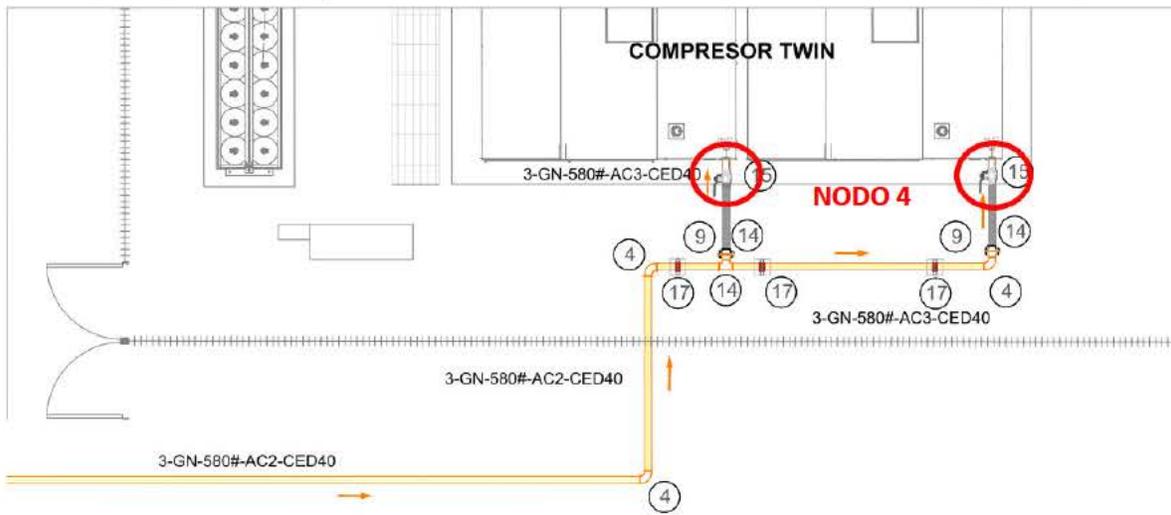
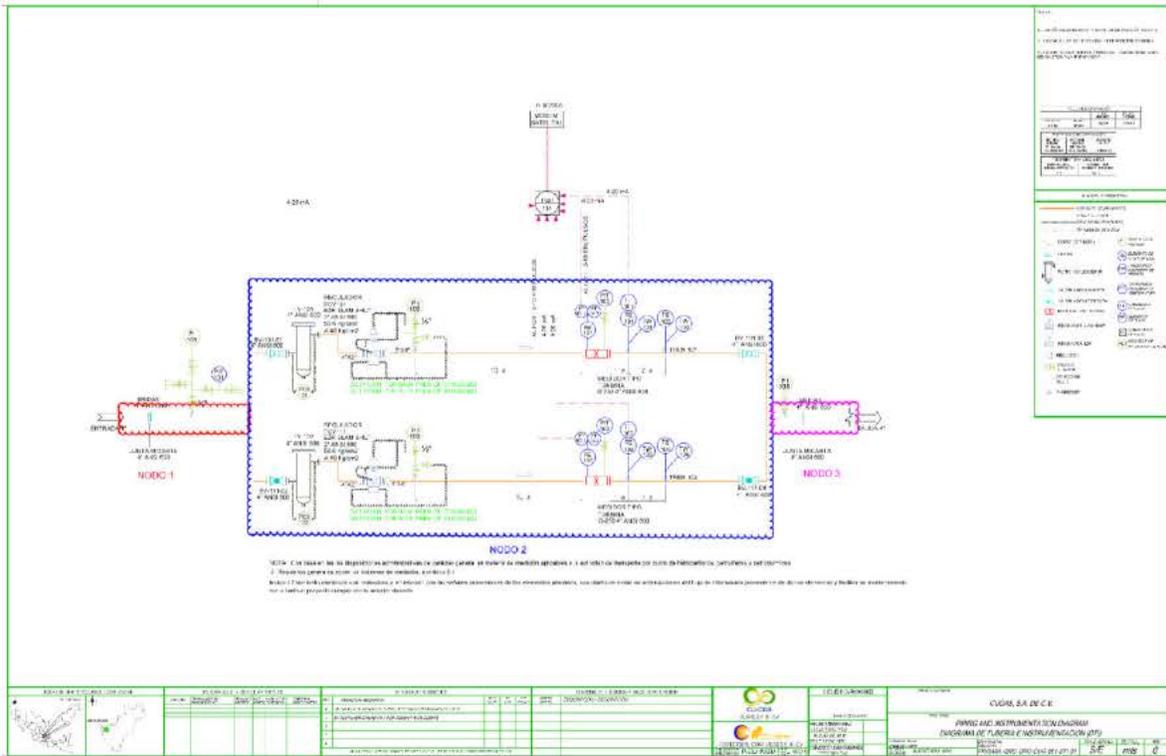
Las palabras guía empleadas, las variables que interviene en los nodos y las desviaciones analizadas se muestran en la siguiente tabla.

TABLA I.17 VARIABLES, PALABRAS GUÍA Y DESVIACIONES ANALIZADAS

VARIABLE	PALABRA GUÍA	DESVIACIÓN
Presión	Alto	Alta presión
	Bajo	Baja presión
Flujo	Alto	Alto flujo
	Bajo	Bajo flujo
	No	No flujo
	Inverso	Flujo inverso
Temperatura	Alto	Alta temperatura
	Bajo	Baja temperatura

Los nodos analizados se muestran a continuación y se presentan en el Anexo I.7.

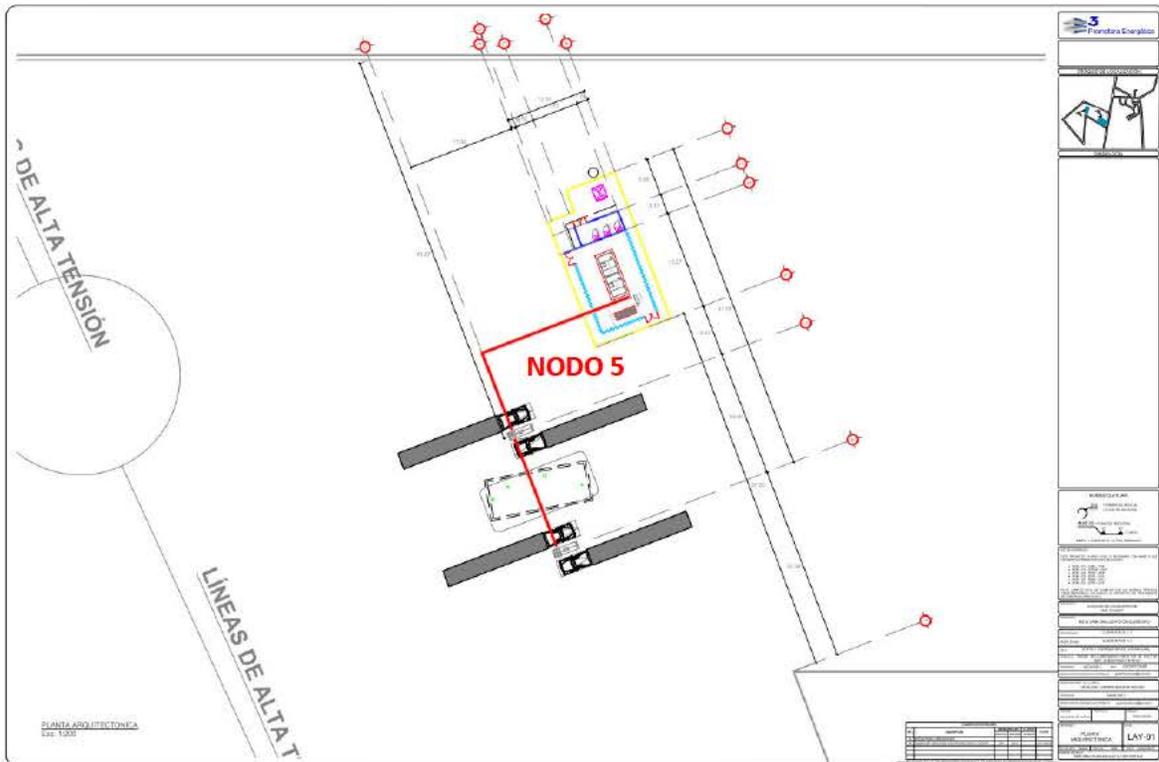
FIGURA I.40 NODOS



TRAYECTORIA DE TUBERÍAS BAJA PRESIÓN, RECINTO DE EQUIPOS.

Acot.: m

Esc.:1:25



ANEXO I.7 NODOS ANALIZADOS

I.4.2.3. Criterios para la selección de la metodología utilizada para la jerarquización de riesgos.

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

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

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

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

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

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

FIGURA I.41 MATRIZ DE RIESGO

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

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

Riesgo No Tolerable (Tipo A):

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

Riesgo Indeseable (Tipo B):

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

Riesgo Aceptable con Controles (Tipo C):

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

Riesgo Tolerable (Tipo D):

El riesgo no requiere de acciones correctivas y preventivas adicionales, es de bajo impacto. Un riesgo Tipo "D" representa una situación de riesgo tolerable. Se debe

continuar con los programas de trabajo para mantener la integridad de las capas de protección.

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

TABLA I.18 CATEGORÍAS DE FRECUENCIA

CLASE	CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN DE LA FRECUENCIA DE OCURRENCIA	FRECUENCIA / AÑO
F6	Muy Frecuente	Puede ocurrir más de una vez en un año.	≥ 1.0 ($\geq 1 \times 10^0$)
F5	Frecuente	Puede ocurrir una o más veces en un periodo mayor a 1 año y hasta 5 años	≥ 0.2 a < 1.0 ($\geq 2 \times 10^{-1}$ a $< 1 \times 10^0$)
F4	Poco Frecuente	Puede ocurrir una o más veces en un periodo mayor a 5 años y hasta 10 años	≥ 0.1 a < 0.2 ($\geq 1 \times 10^{-1}$ a $< 2 \times 10^{-1}$)
F3	Raro	Puede ocurrir una o más veces en un periodo mayor a 10 años	≥ 0.01 a < 0.1 ($\geq 1 \times 10^{-2}$ a $< 1 \times 10^{-1}$)
F2	Muy Raro	Puede ocurrir solamente una vez en la vida útil de la Instalación.	≥ 0.001 a < 0.01 ($\geq 1 \times 10^{-3}$ a $< 1 \times 10^{-2}$)
F1	Extremadamente Raro	Es posible que ocurra, pero que a la fecha no existe ningún registro.	≥ 0.0001 a < 0.001 ($\geq 1 \times 10^{-4}$ a $< 1 \times 10^{-3}$)

TABLA I.19 CATEGORÍAS DE CONSECUENCIAS

CATEGORÍA DE CONSECUENCIA (IMPACTO)	DAÑOS AL PERSONAL	EFFECTO EN LA POBLACIÓN	IMPACTO AMBIENTAL	PÉRDIDA O DIFERIMIENTO DE PRODUCCIÓN [USD] (1)	DAÑOS A LA INSTALACIÓN [USD]
6 (Catastrófico)	Lesiones o daños físicos que puedan generar más de 10 fatalidades.	Lesiones o daños físicos que puedan generar más de 30 fatalidades.	Se presentan fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones	> 500'000,000	> 500'000,000

CATEGORÍA DE CONSECUENCIA (IMPACTO)	DAÑOS AL PERSONAL	EFFECTO EN LA POBLACIÓN	IMPACTO AMBIENTAL	PÉRDIDA O DIFERIMIENTO DE PRODUCCIÓN [USD] (1)	DAÑOS A LA INSTALACIÓN [USD]
			mayores a 1 semana.		
5 (Mayor)	Lesiones o daños físicos que puedan generar de 2 a 10 fatalidades.	Lesiones o daños físicos que pueden generar de 6 a 30 fatalidades.	Se presentan fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones de 1 día hasta 1 semana.	> 50'000,000 a 500'000,000	> 50'000,000 a 500'000,000
4 (Grave)	Lesiones o daños físicos con atención médica que puedan generar incapacidad permanente o una fatalidad.	Lesiones o daños físicos mayores que generan de una a 5 fatalidades. Evento que requiere de hospitalización.	Se presentan fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones en hasta 24 horas.	> 5'000,000 a 50'000,000	> 5'000,000 a 50'000,000
3 (Moderado)	Lesiones o daños físicos que requieren atención médica que pueda generar una incapacidad.	Ruidos, olores e impacto visual que se detectan fuera de los límites de la instalación y/o derecho de vía se requieren acciones de evacuación y existe la posibilidad de lesiones o daños físicos.	Se presentan fugas y/o derrames evidentes al interior de las instalaciones. El control implica acciones que lleven hasta 1 hora.	> 500,000 a 5'000,000	> 500,000 a 5'000,000

CATEGORÍA DE CONSECUENCIA (IMPACTO)	DAÑOS AL PERSONAL	EFFECTO EN LA POBLACIÓN	IMPACTO AMBIENTAL	PÉRDIDA O DIFERIMIENTO DE PRODUCCIÓN [USD] (1)	DAÑOS A LA INSTALACIÓN [USD]
2 (Menor)	Lesiones o daños físicos que requieren primeros auxilios y/o atención médica.	Ruidos, olores e impacto visual que se pueden detectar fuera de los límites de la instalación y/o derecho de vía con posibilidades de evacuación.	Fugas y/o derrames solamente perceptibles al interior de la instalación, el control es inmediato.	> 50,000 a 500,000	> 50,000 a 500,000
1 (Despreciable)	No se esperan lesiones o daños físicos.	No se esperan impactos, lesiones o daños físicos	No se esperan fugas, derrames y/o emisiones por arriba de los límites establecidos.	<50,000	<50,000

I.4.2.4. Jerarquización de riesgos.

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

1. Para cada causa identificada en el análisis HAZOP, se establece una categoría de frecuencia y una categoría de consecuencia, mediante el uso de las tablas correspondientes.
2. Se determina el nivel de riesgo mediante la matriz de riesgo.
3. A cada causa identificada en el análisis HAZOP, se le asigna la categoría de riesgo que corresponda de acuerdo con la matriz.
4. Los resultados se registran en las columnas de frecuencia, consecuencia y riesgo de las hojas de trabajo del análisis HAZOP que se presentan en el Anexo I.8.

ANEXO I.8 ANÁLISIS HAZOP

I.4.2.5. Escenarios identificados.

De acuerdo con los resultados de los análisis HAZOP, y considerando las desviaciones con mayor nivel de riesgo, se identificaron cinco escenarios, como se muestra a continuación:

TABLA II.20 ESCENARIOS DE RIESGO

No.	ESCENARIO	DESVIACIÓN HAZOP
1	Fuga de gas natural en la tubería de interconexión	1.2.1
2	Fuga de gas natural en la brida de la PCV-101/111 del tren de regulación	2.2.1
3	Fuga de gas natural en la tubería de suministro	3.2.1
4	Descarga de compresor	4.2.1
5	Tubería dispensario	5.2.1

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

II.1 Radios potenciales de afectación

II.1.1. Programa de simulación

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

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

II.1.2. Criterios para definir las zonas de seguridad

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

TABLA II.1 CRITERIOS PARA DEFINIR LAS ZONAS DE ALTO RIESGO Y AMORTIGUAMIENTO

EVENTO	ZONA	
	ALTO RIESGO	AMORTIGUAMIENTO
Inflamabilidad (Radiación térmica)	5 kW/m ²	1.4 kW/m ²
Explosividad (Sobrepresión)	0.070 kg/cm ²	0.035 kg/cm ²

II.1.3. Condiciones meteorológicas del sitio

De acuerdo con el Atmospheric Science Data Center de la NASA (<https://eosweb.larc.nasa.gov/>), las condiciones meteorológicas en Querétaro, para el periodo 2008-2018, son las siguientes:

TABLA II.2 TEMPERATURA PROMEDIO MENSUAL (° C)

TEMPERATURA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM
Promedio	12.2 0	14.4 6	16.5 9	19.7 0	20.9	19.7 2	18.3 5	18.2 7	17.4 5	16.0 9	13.9 7	13.0 4	16.73
Mínima	5.47	7.22	8.59	11.4 8	13.4 7	13.5 8	13.2 7	13.0 1	12.5 9	10.4 9	8.03	6.80	10.33
Máxima	21.1 1	23.6 6	26.1 3	29.1 3	29.5 5	27.2 4	25.0 6	25.2 8	24.1 3	23.6 1	22.0 4	21.6 7	24.88

TABLA II.3 VELOCIDAD DEL VIENTO PROMEDIO MENSUAL (M/S)

VELOCIDAD DEL VIENTO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM
Promedio	3.18	3.25	3.45	3.39	3.21	3.43	3.43	3.53	3.45	3.34	3.08	3.04	3.32

TABLA II.4 HUMEDAD RELATIVA PROMEDIO MENSUAL (%)

HUMEDAD RELATIVA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM
Promedio	54.5 9	50.2 3	44.0 4	38.2 9	46.5 6	59.8 4	70.1 2	69.9 1	74.5 0	69.4 4	66.2 2	59.8 6	58.63

La estabilidad Pasquill para cada escenario fue determinada con base en la siguiente tabla¹, considerando una intensidad de radiación moderada.

¹ Turner, D.B. (1964): A difusión model for an urbana area, J. Appl. Meteor 3, 83-91

TABLA II.5 ESTABILIDAD ATMOSFÉRICA

VELOCIDAD DEL VIENTO U (M/S)	DÍA: INSOLACIÓN				CIELO CUBIERTO: NUBOSIDAD 10/10, ALTURA < 21336 M	NOCHE: NUBOSIDAD	
	FUERTE $\alpha > 60^\circ$	MODERADA $35 < \alpha < 60$ °	LIGERA $\alpha < 35^\circ$	DÉBIL $\alpha < 15^\circ$		> 4/10	$\leq 4/10$
0-0.77	A	A	B	C	D	F	F
0.77-1.80	A	B	B	C	D	F	F
1.80-2.83	A	B	C	D	D	E	F
2.83-3.34	B	B	C	D	D	E	F
3.34-3.86	B	B	C	D	D	D	E
3.86-4.89	B	C	C	D	D	D	E
4.89-5.40	C	C	D	D	D	D	E
5.40-5.92	C	C	D	D	D	D	D
5.92	C	D	D	D	D	D	D

II.1.4. Simulación de escenarios

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

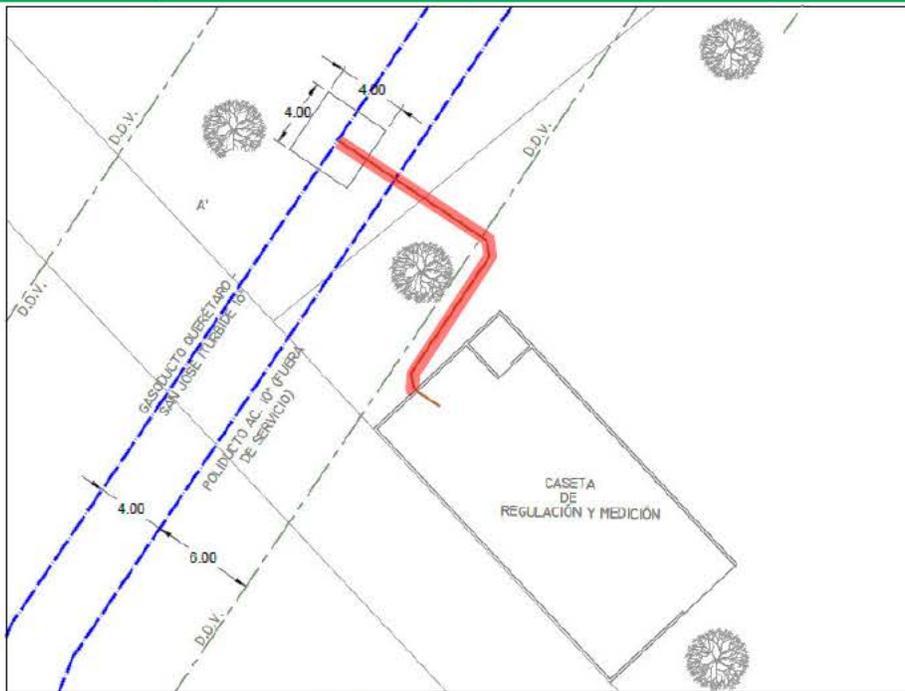
Escenario 1. Fuga en la tubería de interconexión

Fuga de gas natural por golpe externo a la tubería de interconexión.

TABLA II.6 ESCENARIO 1. CONDICIONES DE SIMULACIÓN

Condiciones atmosféricas y localización			
Temperatura ambiente (°C)	16.73	Humedad relativa (%)	58.63
Zona tipo	Rural: X	Urbana:	Industrial:
Condiciones meteorológicas			
Velocidad del viento (m/s)	3.32	Estabilidad Pasquill	B
Sustancia peligrosa			

Nombre	Gas natural	Componente y % de la mezcla	Metano 88%	Fase	gas
Características y localización del recipiente, instalación o equipo					
Tipo de recipiente:	Vertical	Horizontal	Esférico	Otro X	
Instalación o equipo	Tubería	Dimensiones	Ø: 4"	Capacidad	No aplica
Temperatura (°C)	45	Presión (psig)	762.37	Flujo (m³/día)	51,630
Superficie del dique (m²)	No aplica		Altura hidráulica (m)	No aplica	
Diámetro del orificio de fuga (pulg.)	0.8" (20%) y 4" (100%)		Elevación de la fuga (m)	0	



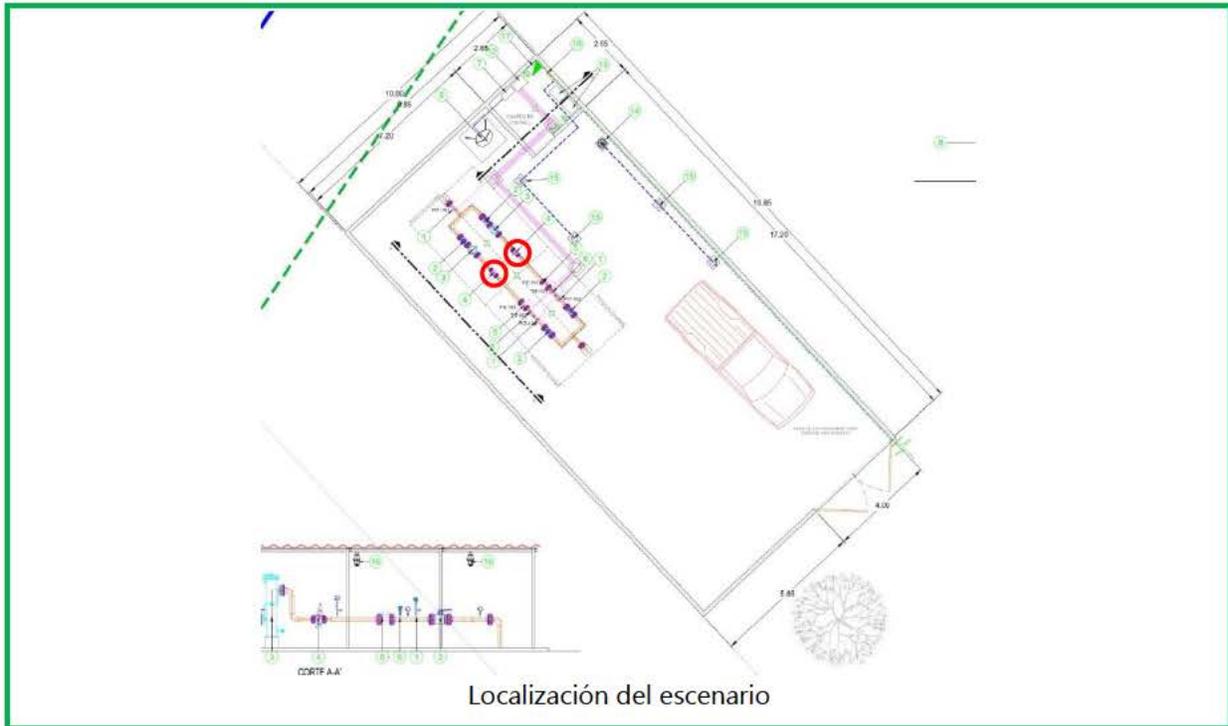
Localización del escenario

Escenario 2. Fuga en la Estación de Regulación y Medición

Fuga de gas natural por falla de sello en brida de válvula PCV-101/111, en el tren de regulación.

TABLA II.7 ESCENARIO 2. CONDICIONES DE SIMULACIÓN

Condiciones atmosféricas y localización					
Temperatura ambiente (°C)	16.73		Humedad relativa (%)	58.63	
Zona tipo	Rural: X	Urbana:	Industrial:		
Condiciones meteorológicas					
Velocidad del viento (m/s)	3.32		Estabilidad Pasquill	B	
Sustancia peligrosa					
Nombre	Gas natural	Componente y % de la mezcla	Metano 88%	Fase	gas
Características y localización del recipiente, instalación o equipo					
Tipo de recipiente:	Vertical	Horizontal	Esférico	Otro X	
Instalación equipo	o Brida	Dimensiones	Ø: 2"	Capacidad	No aplica
Temperatura (°C)	45	Presión (psig)	762.37	Flujo (m ³ /día)	51,630
Superficie del dique (m ²)	No aplica		Altura hidráulica (m)	No aplica	
Diámetro del orificio de fuga (pulg.)	0.4" (20%) y 2" (100%)		Elevación de la fuga (m)	1	



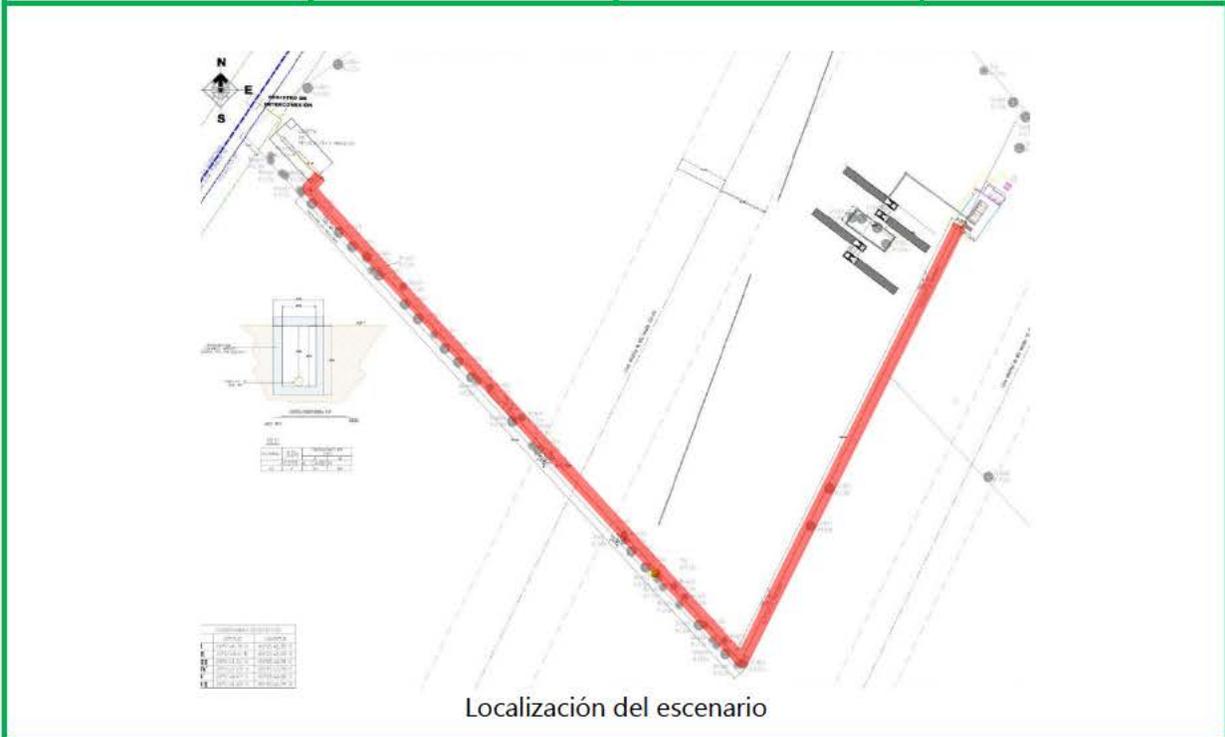
Escenario 3. Fuga en la tubería de suministro

Fuga de gas natural por golpe externo a la tubería de suministro.

TABLA II.8 ESCENARIO 3. CONDICIONES DE SIMULACIÓN

Condiciones atmosféricas y localización					
Temperatura ambiente (°C)	16.73	Humedad relativa (%)	58.63		
Zona tipo	Rural: <input checked="" type="checkbox"/>	Urbana:	Industrial:		
Condiciones meteorológicas					
Velocidad del viento (m/s)	3.32	Estabilidad Pasquill	B		
Sustancia peligrosa					
Nombre	Gas natural	Componente y % de la mezcla	Metano 88%	Fase	gas
Características y localización del recipiente, instalación o equipo					
Tipo de recipiente:	Vertical	Horizontal	Esférico	Otro	<input checked="" type="checkbox"/>

Instalación equipo	Tubería	Dimensiones	Ø: 4"	Capacidad	No aplica
Temperatura (°C)	45	Presión (psig)	568.93	Flujo (m³/día)	200,000
Superficie del dique (m²)	No aplica		Altura hidráulica (m)	No aplica	
Diámetro del orificio de fuga (pulg.)	0.8" (20%) y 4" (100%)		Elevación de la fuga (m)	0	



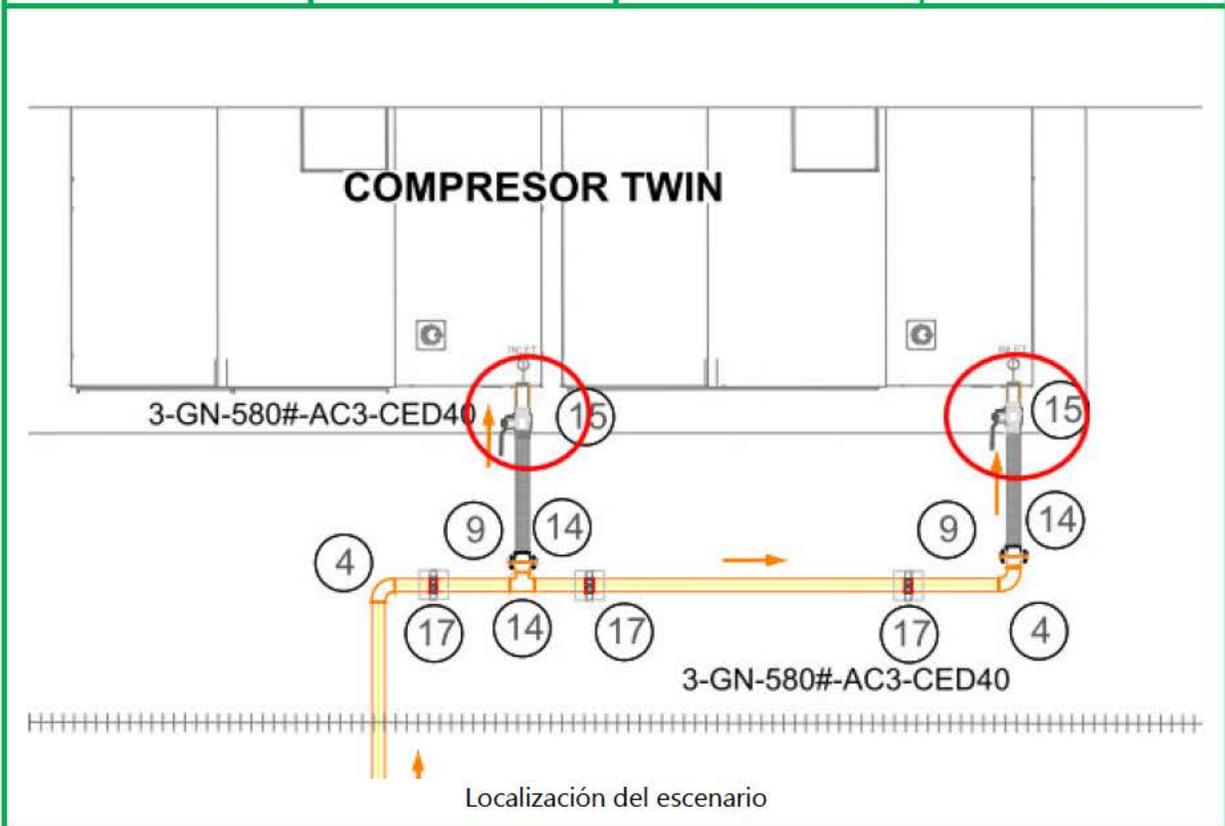
Escenario 4. Fuga en el área de compresores

Fuga de gas natural por falla de sello en brida de válvula, en el área de compresores.

TABLA II.7 ESCENARIO 2. CONDICIONES DE SIMULACIÓN

Condiciones atmosféricas y localización			
Temperatura ambiente (°C)	16.73	Humedad relativa (%)	58.63
Zona tipo	Rural: X	Urbana:	Industrial:

Condiciones meteorológicas					
Velocidad del viento (m/s)	3.32	Estabilidad Pasquill	B		
Sustancia peligrosa					
Nombre	Gas natural	Componente y % de la mezcla	Metano 88%	Fase	gas
Características y localización del recipiente, instalación o equipo					
Tipo de recipiente:	Vertical	Horizontal	Esférico	Otro	X
Instalación equipo	Brida	Dimensiones	Ø: 0.75"	Capacidad	No aplica
Temperatura (°C)	45	Presión (psig)	762.37	Flujo (m ³ /día)	51,630
Superficie del dique (m ²)	No aplica		Altura hidráulica (m)	No aplica	
Diámetro del orificio de fuga (pulg.)	0.15" (20%) y 0.75" (100%)		Elevación de la fuga (m)	1	

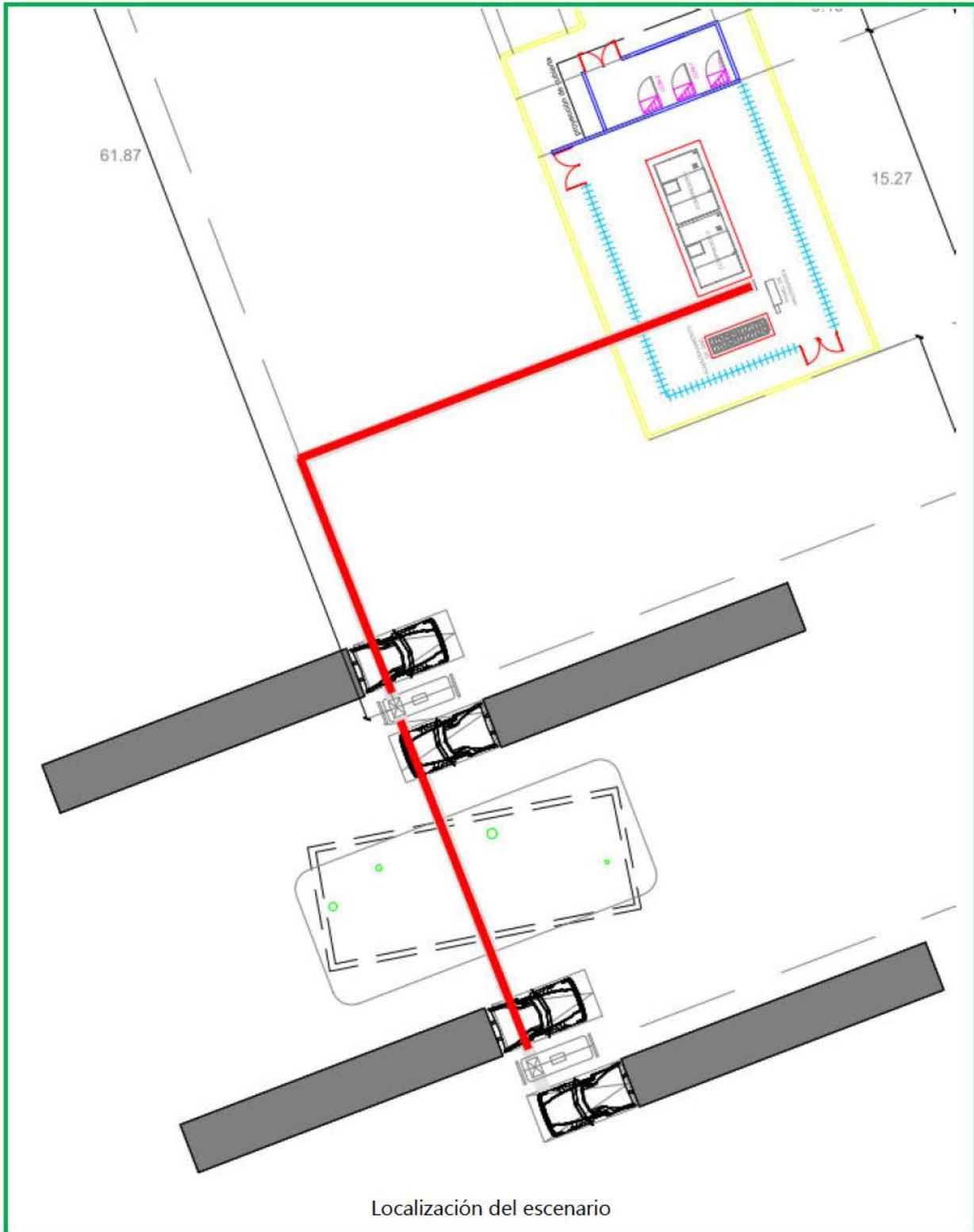


Escenario 5. Fuga en la tubería de dispensarios

Fuga de gas natural por golpe externo a la tubería de dispensarios.

TABLA II.8 ESCENARIO 3. CONDICIONES DE SIMULACIÓN

Condiciones atmosféricas y localización					
Temperatura ambiente (°C)	16.73	Humedad relativa (%)	58.63		
Zona tipo	Rural: <input checked="" type="checkbox"/>	Urbana:	Industrial:		
Condiciones meteorológicas					
Velocidad del viento (m/s)	3.32	Estabilidad Pasquill	B		
Sustancia peligrosa					
Nombre	Gas natural	Componente y % de la mezcla	Metano 88%	Fase	gas
Características y localización del recipiente, instalación o equipo					
Tipo de recipiente:	<input checked="" type="checkbox"/> Vertical	<input type="checkbox"/> Horizontal	<input type="checkbox"/> Esférico	<input checked="" type="checkbox"/> Otro	
Instalación equipo	<input checked="" type="checkbox"/> Tubería	Dimensiones	Ø: 1"	Capacidad	No aplica
Temperatura (°C)	45	Presión (psig)	568.93	Flujo (m ³ /día)	200,000
Superficie del dique (m ²)	No aplica		Altura hidráulica (m)	No aplica	
Diámetro del orificio de fuga (pulg.)	0.2" (20%) y 1" (100%)		Elevación de la fuga (m)	0	



Los resultados obtenidos de las simulaciones, se muestran a continuación.

TABLA II.9 RADIOS DE AFECTACIÓN

No.	ESCENARIO	DIÁM. DE FUGA		INCENDIO RADIOS DE AFECTACIÓN (M)		EXPLOSIÓN RADIOS DE AFECTACIÓN (M)	
		%	PULG.	ALTO RIESGO	AMORTIG UAMIENT O	ALTO RIESGO	AMORTIG UAMIENT O
1	Fuga de gas natural en la tubería de interconexión	20	0.8	15.27	31.84	9.67	15.24
		100	4	72.96	146.76	31.19	50.59
2	Fuga de gas natural en la brida de la PCV-101/111 del tren de regulación	20	0.4	12.78	16.29	9.58	12.52
		100	2	68.17	96.72	13.41	18.81
3	Fuga de gas natural en la tubería de suministro	20	0.8	13.21	27.61	8.23	12.87
		100	4	63.18	127.54	28.36	45.94
4	Fuga de gas natural en la brida del área de compresores	20	0.15	11.82	15.03	9.36	12.16
		100	0.75	63.75	90.19	12.99	18.13
5	Fuga de gas natural en la tubería de dispensarios	20	0.20	12.96	16.52	6.60	8.91
		100	1	68.99	97.93	8.86	12.62

La memoria de cálculo de las simulaciones realizadas se muestra en el Anexo II.1 y la representación en planos, de los radios potenciales de afectación obtenidos, se presentan en el Anexo II.2.

ANEXO II.1 MEMORIA DE CÁLCULO DE LAS SIMULACIONES

ANEXO II.2 RADIOS DE AFECTACIÓN

II.2 Interacciones de riesgo

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

II.2.1. Interacciones de riesgo

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

Escenario 1. Fuga de gas natural en la tubería de interconexión

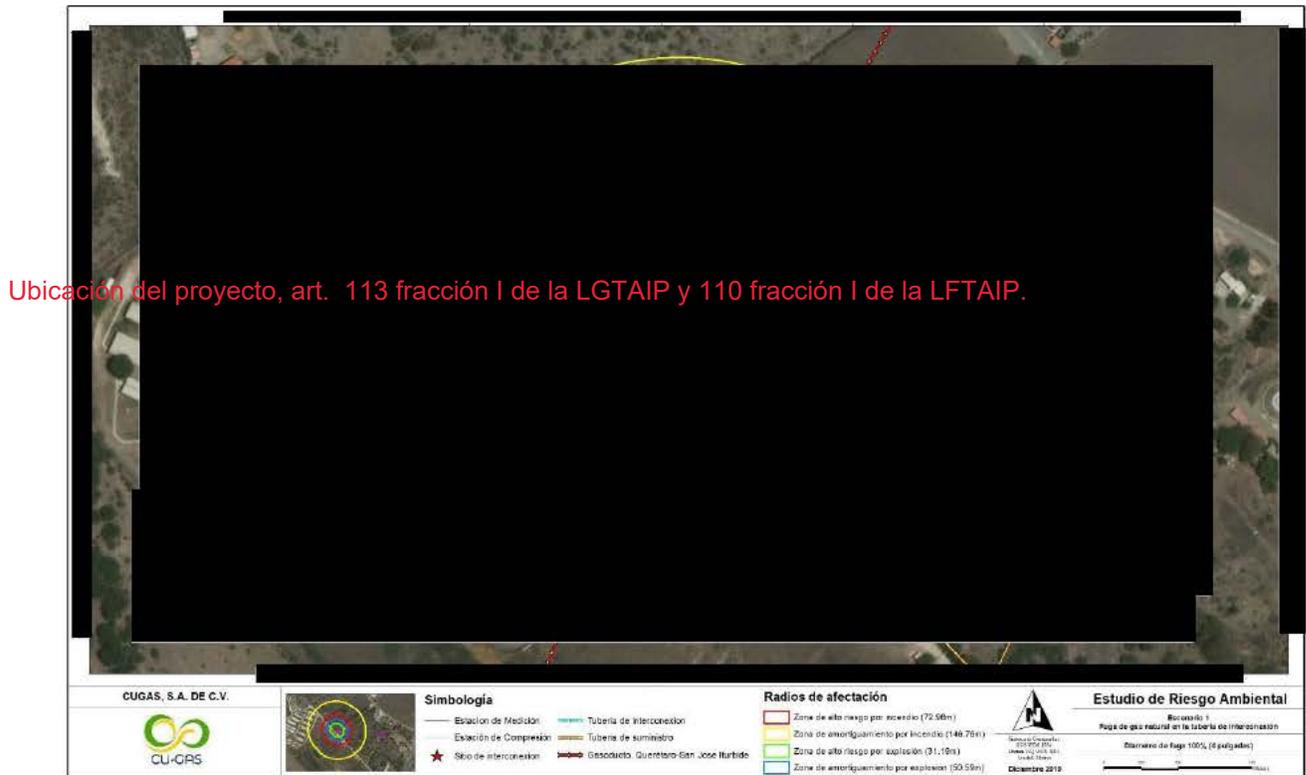
En el caso de incendio por fuga del 20% del diámetro de la tubería de interconexión; el radio de alto riesgo (15.27 m.); rebasa los límites del predio e incluye parte del camino de terracería en la colindancia oeste. Para el caso de explosión, el radio de alto riesgo (9.67 m.) no rebasa los límites del predio.

En el caso de incendio por fuga del 100% del diámetro de la tubería de interconexión, el radio de alto riesgo (72.96 m.), rebasa los límites del predio e incluye tres casas habitación en la colindancia oeste. Para el caso de explosión, el radio de alto riesgo (31.19 m.); rebasa también, los límites del predio e incluye parte del camino de terracería en la colindancia oeste.

FIGURA II.1. ESCENARIO 1. FUGA DEL 20 % EN LA TUBERÍA DE INTERCONEXIÓN



FIGURA II.2. ESCENARIO 1. FUGA DEL 100 % EN LA TUBERÍA DE INTERCONEXIÓN



Escenario 2. Fuga de gas natural en la brida de la PCV-101/111 del tren de regulación

En los casos de incendio y explosión por fuga del 20% del diámetro de la brida de la válvula PCV-101/111; los radios de alto riesgo (12.78 m. y 9.58 m.); rebasan los límites del predio en la colindancia oeste e incluyen parte del camino de terracería en esta colindancia.

En el caso de incendio por fuga del 100% del diámetro de la brida de la válvula PCV-101/111, el radio de alto riesgo (68.17 m.), rebasa los límites del predio e incluye dos casas habitación en la colindancia oeste. Para el caso de explosión, el radio de alto riesgo (13.41 m.); rebasa también, los límites del predio e incluye parte del camino de terracería en la colindancia oeste.

FIGURA II.3. ESCENARIO 2. FUGA DEL 20 % EN LA ERM (PCV-101)

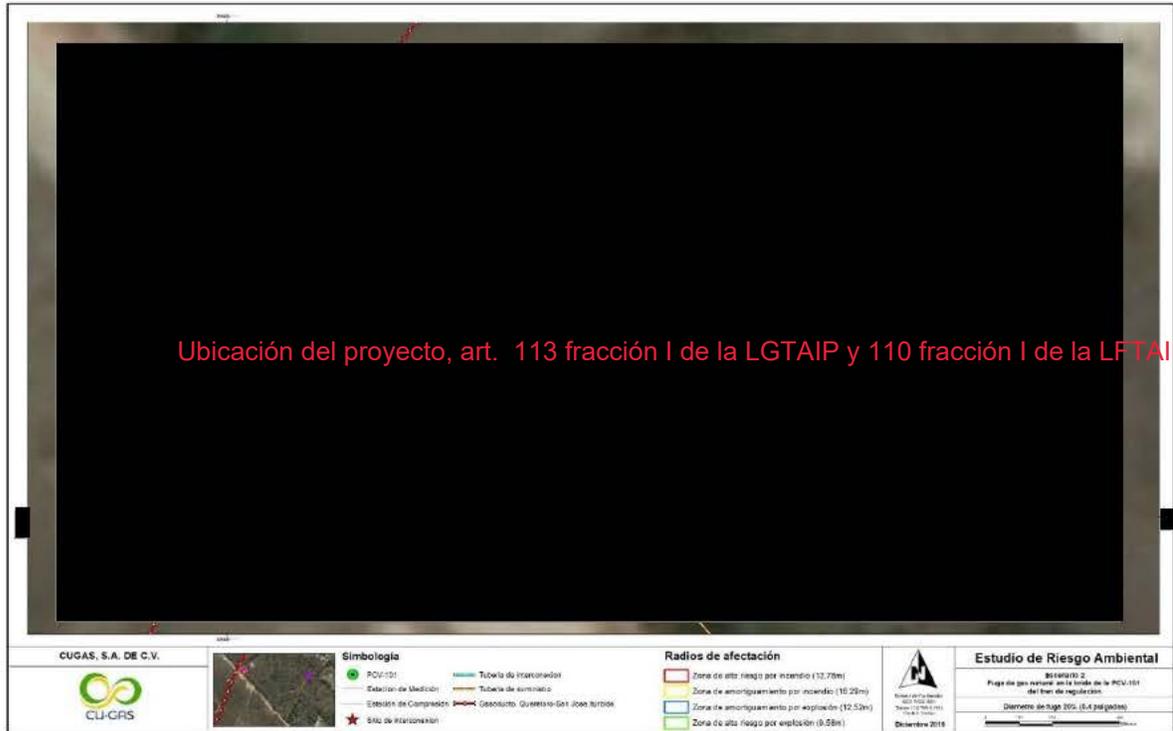


FIGURA II.4. ESCENARIO 2. FUGA DEL 20 % EN LA ERM (PCV-111)

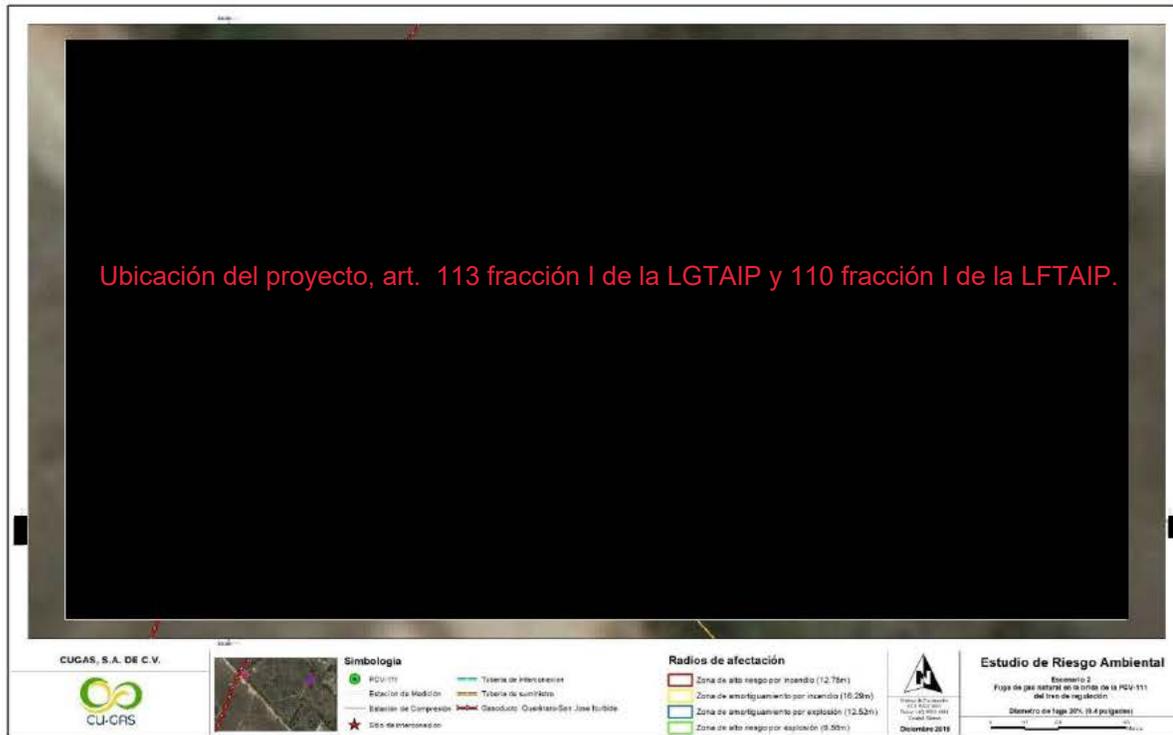
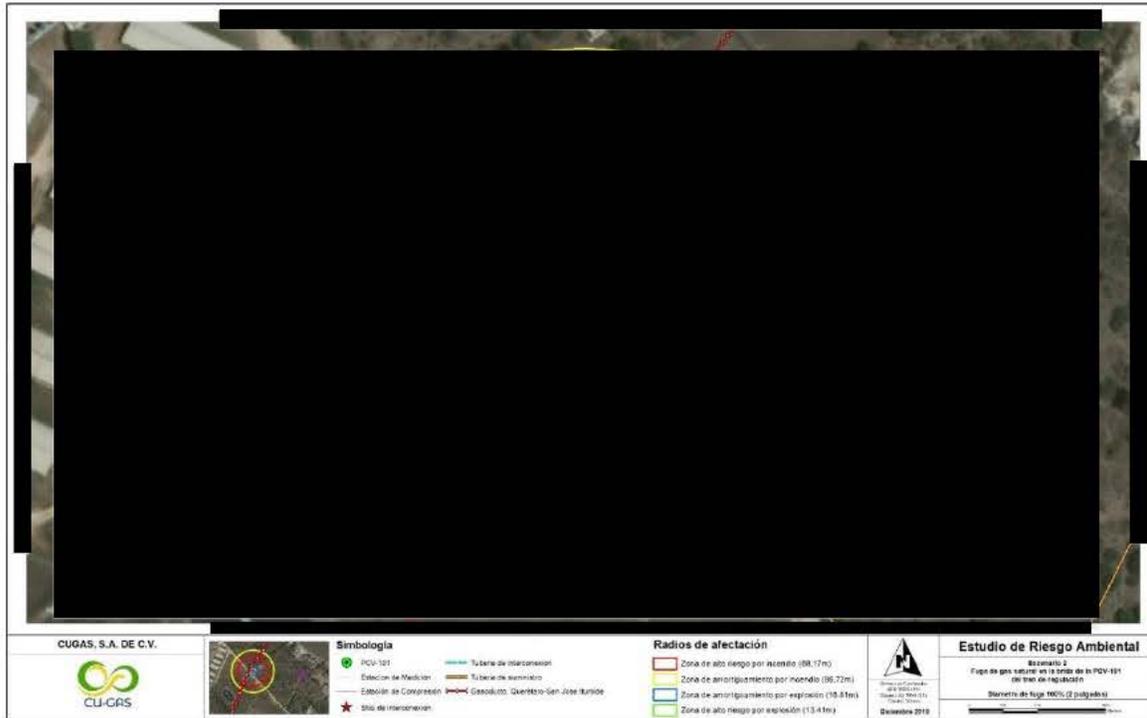
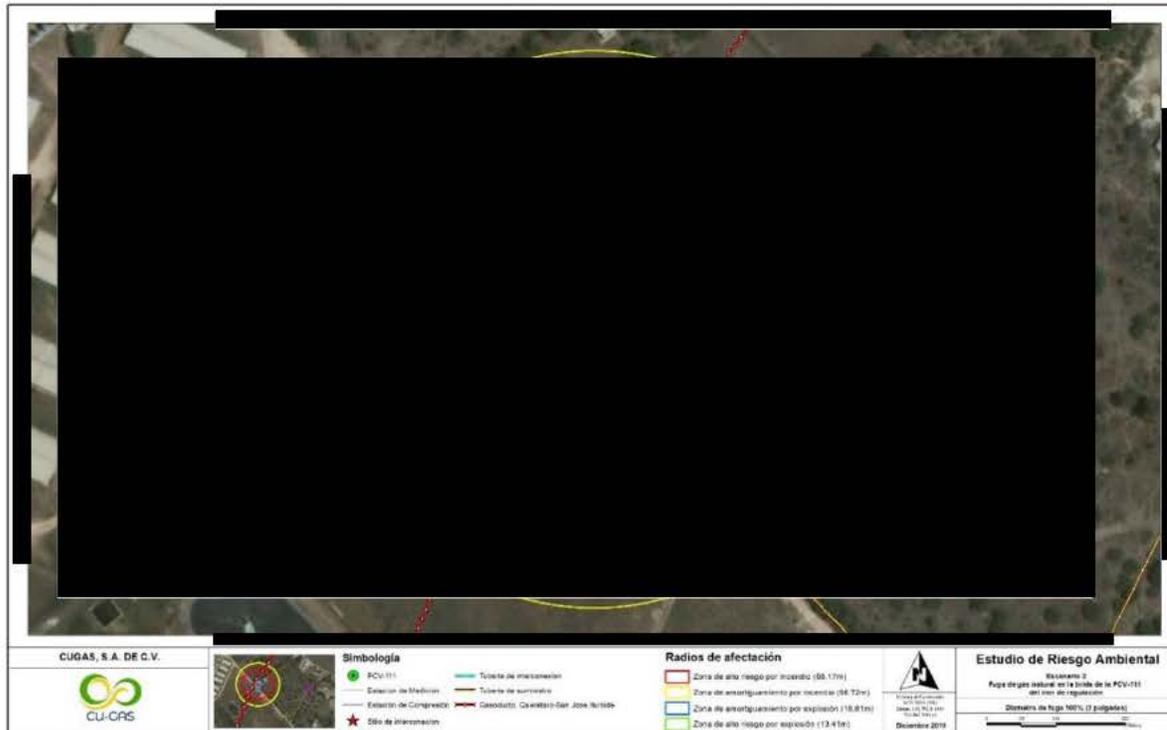


FIGURA II.5. ESCENARIO 2. FUGA DEL 100 % EN LA ERM (PCV-101)



Ubicación del proyecto, art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

FIGURA II.6. ESCENARIO 2. FUGA DEL 100 % EN LA ERM (PCV-111)

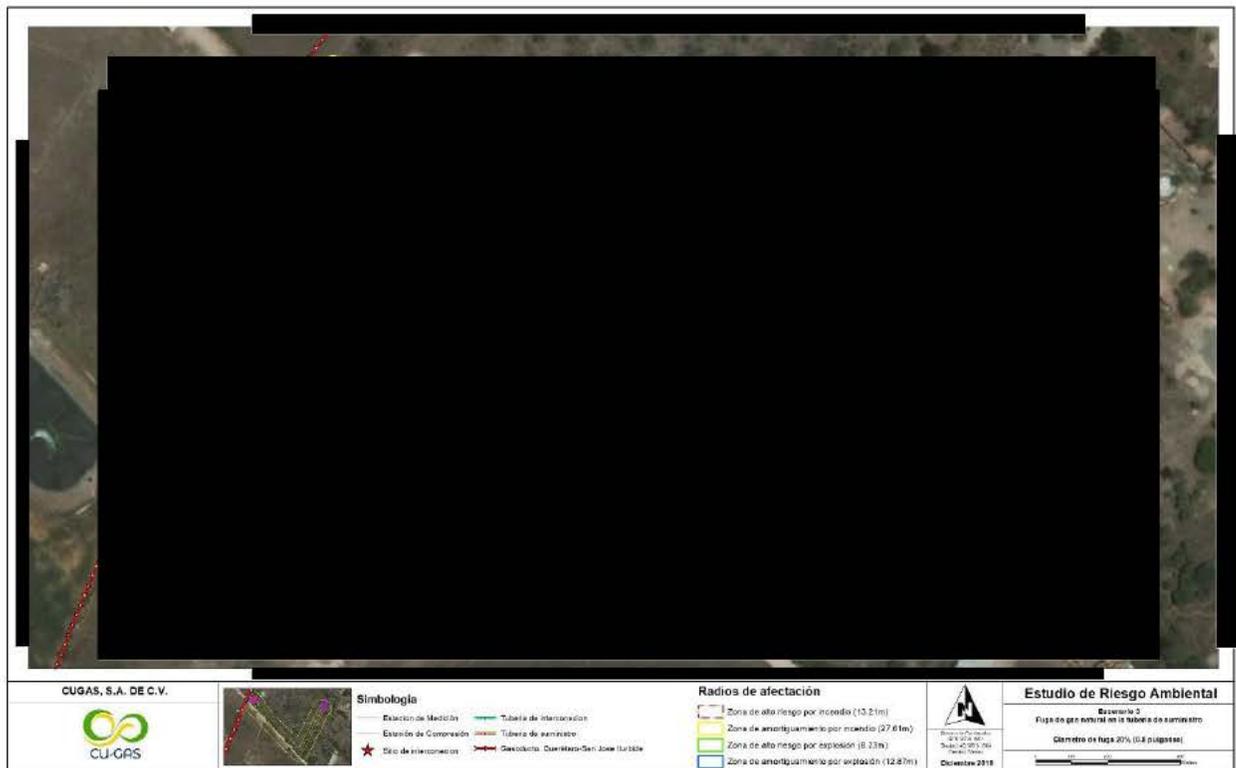


Escenario 3. Fuga de gas natural en la tubería de suministro

En los casos de incendio y explosión por fuga del 20% del diámetro de la tubería de suministro; los radios de alto riesgo (13.21 m. y 12.87 m.); rebasan los límites del predio en la colindancia oeste e incluyen parte del camino de terracería en esta colindancia.

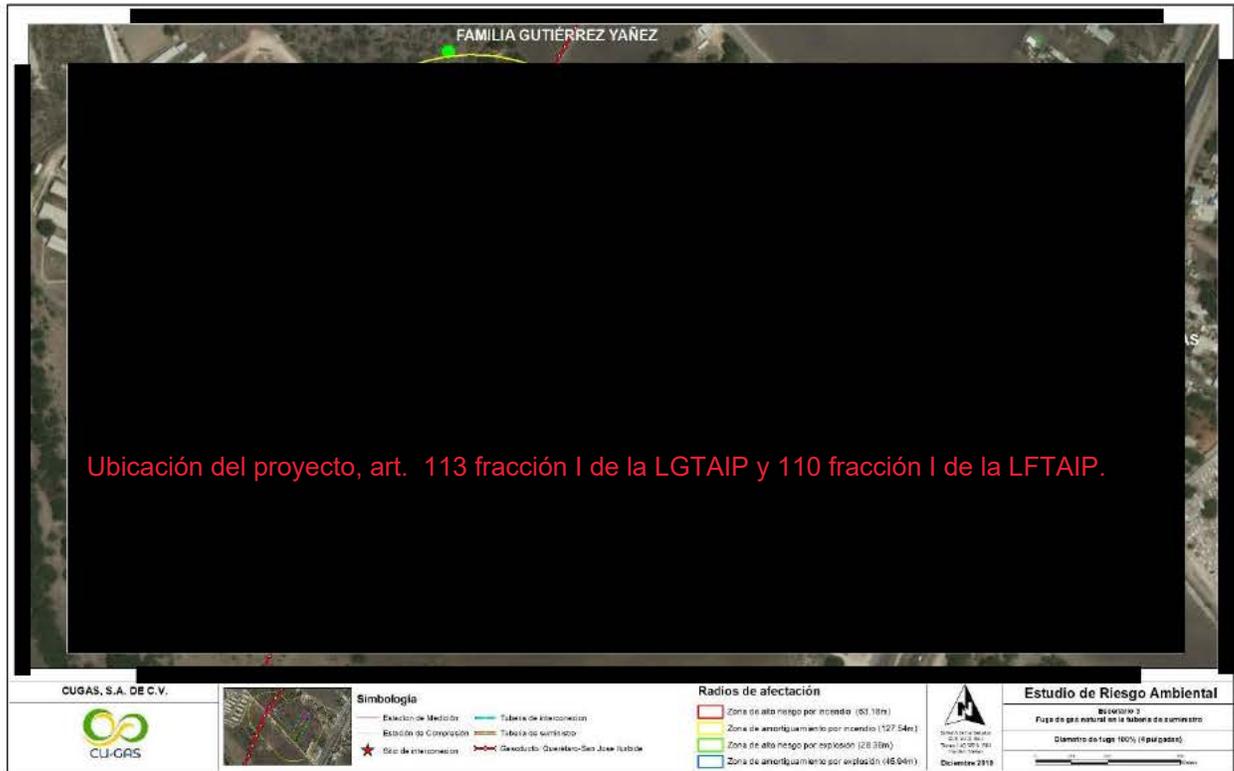
En el caso de incendio por fuga del 100% del diámetro de la tubería de suministro, el radio de alto riesgo (63.18 m.), rebasa los límites del predio e incluye dos casas habitación, una en la colindancia oeste y otra en el extremo este del trazo (cerca de los futuros compresores). Para el caso de explosión, el radio de alto riesgo (28.36 m.); rebasa también, los límites del predio e incluye parte del camino de terracería en la colindancia oeste.

FIGURA II.7. ESCENARIO 3. FUGA DEL 20 % EN LA TUBERÍA DE SUMINISTRO



Ubicación del proyecto, art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

FIGURA II.8. ESCENARIO 3. FUGA DEL 100 % EN LA TUBERÍA DE SUMINISTRO

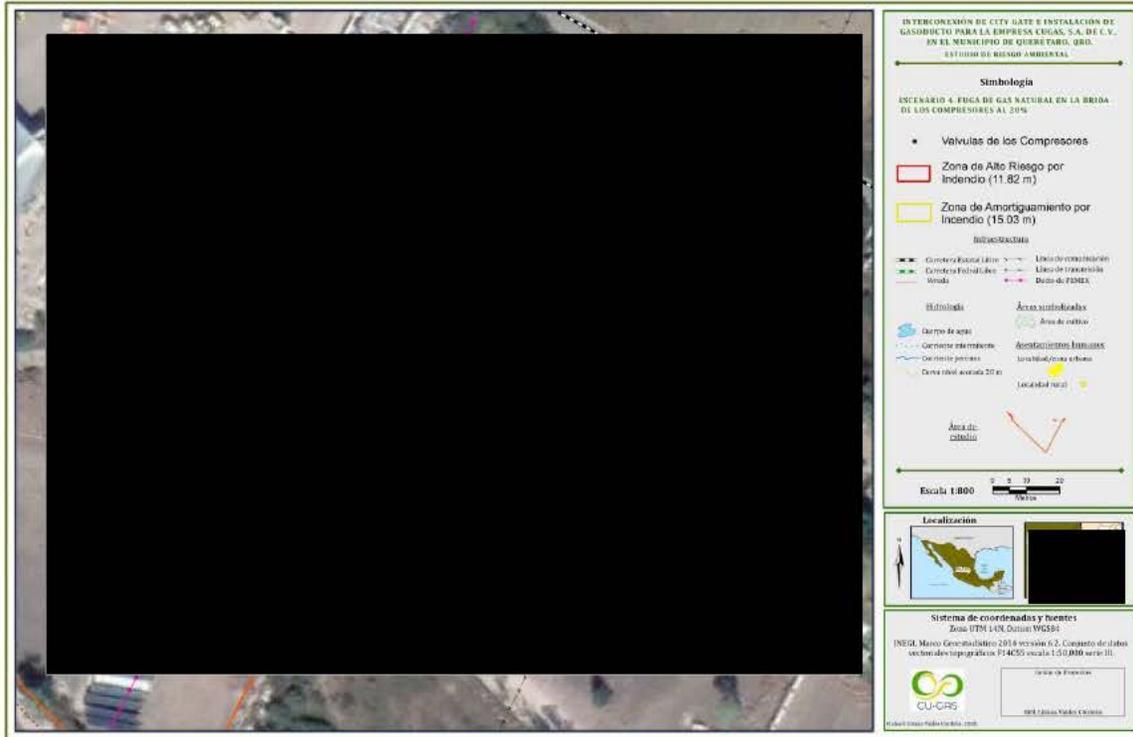


Escenario 4. Fuga de gas natural en la brida del área de compresores

En los casos de incendio y explosión por fuga del 20% del diámetro de la brida de la válvula; los radios de alto riesgo (11.82 m y 9.36 m); no rebasan los límites del predio, afectando solo el área donde se ubicaran los compresores.

En el caso de incendio por fuga del 100% del diámetro de la brida de la válvula, el radio de alto riesgo (63.75 m), rebasa los límites del predio en la colindancia noreste, afectando una parte del inmueble del hotel aledaño al predio. Para el caso de explosión, el radio de alto riesgo (12.99 m); no rebasa los límites del predio.

FIGURA II.3. ESCENARIO 4. FUGA DEL 20 % EN LOS COMPRESORES (INCENDIO)



Ubicación del proyecto, art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

FIGURA II.4. ESCENARIO 4. FUGA DEL 100 % EN LOS COMPRESORES (INCENDIO)

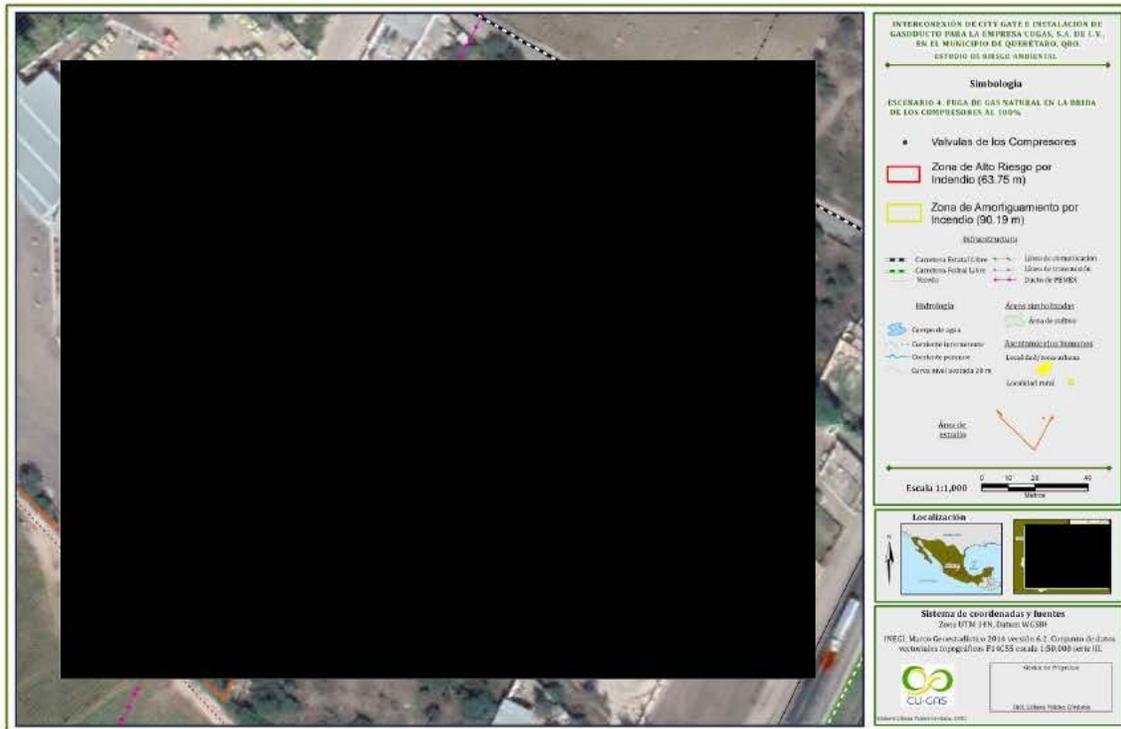
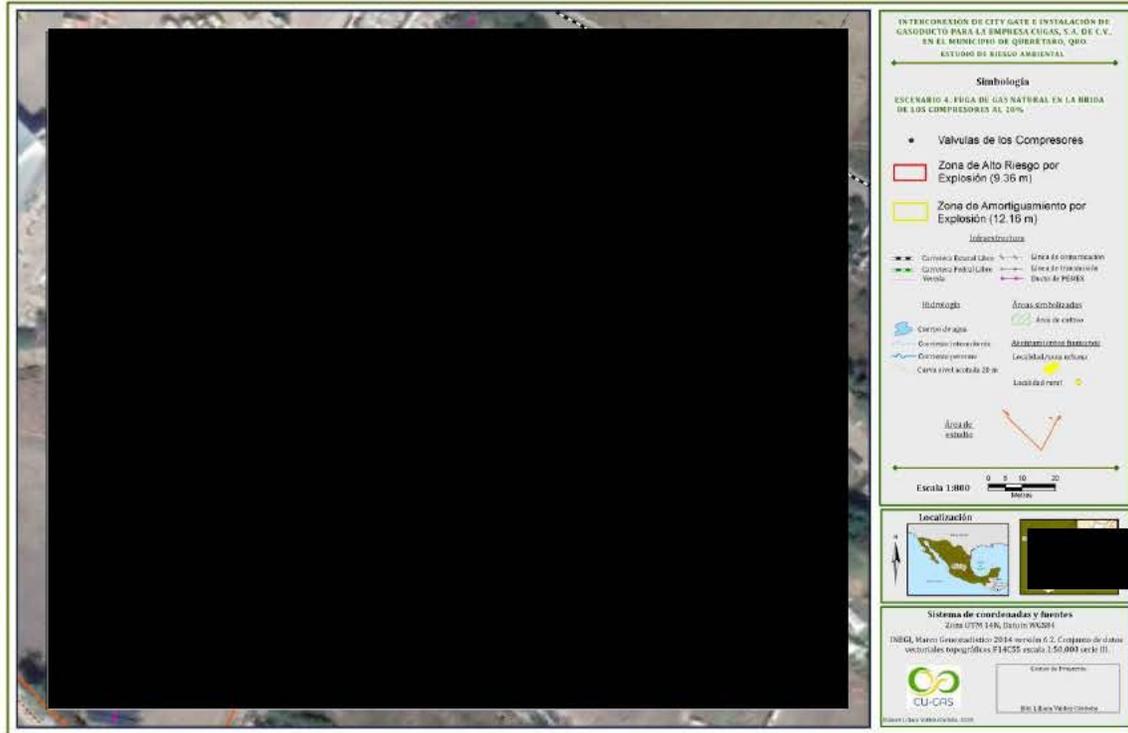
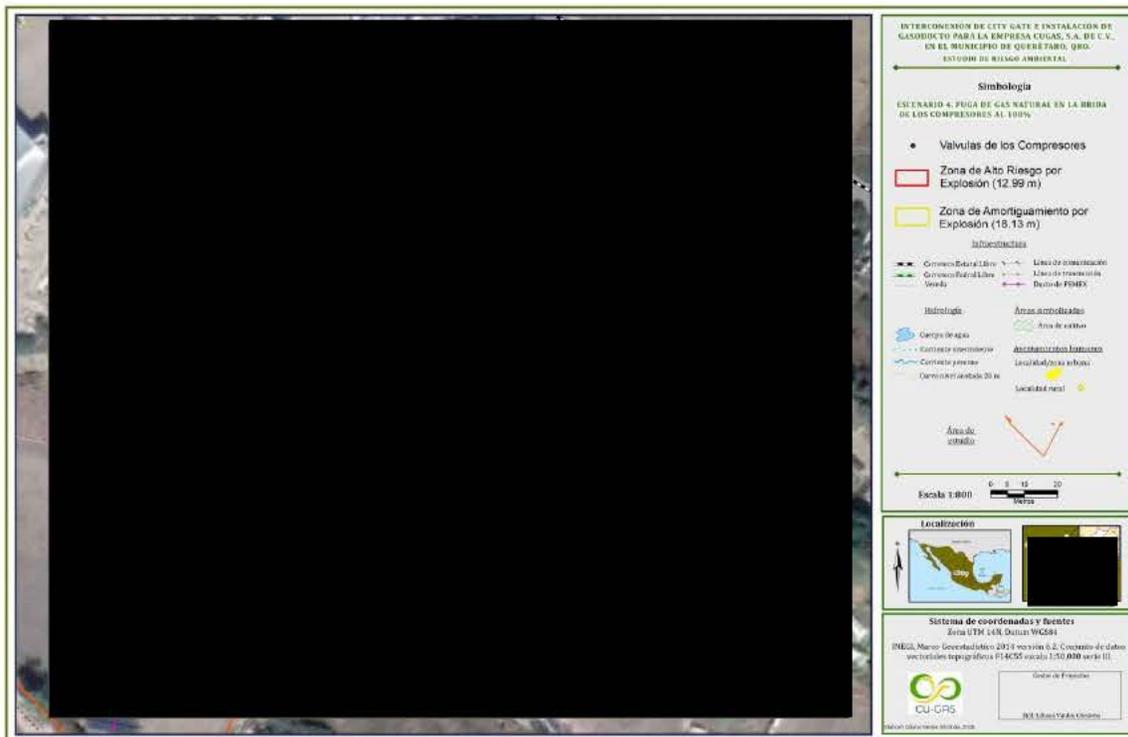


FIGURA II.3. ESCENARIO 4. FUGA DEL 20 % EN LOS COMPRESORES (EXPLOSIÓN)



Ubicación del proyecto, art. 113 fracción I de la LGTAJP y 110 fracción I de la LFTAIP.
FIGURA II.4. ESCENARIO 4. FUGA DEL 100 % EN LOS COMPRESORES (EXPLOSIÓN)



Escenario 5. Fuga de gas natural en la tubería de dispensario

En los casos de incendio y explosión por fuga del 20% del diámetro de la tubería de dispensario; los radios de alto riesgo (12.96 m y 6.60 m); no rebasa los límites del predio, abarcando solo el patio de maniobras y las áreas donde se ubicaran las dispensarios y compresores.

En el caso de incendio por fuga del 100% del diámetro de la tubería de suministro, el radio de alto riesgo (68.99 m), rebasa los límites del predio en las colindancias noreste y sur, incluyendo afectaciones al hotel colindante y un centro de venta de materiales de construcción. Para el caso de explosión, el radio de alto riesgo (8.86 m); no rebasa los límites del predio, abarcando solo el patio de maniobras y las áreas donde se ubicaran las dispensarios y compresores.

FIGURA II.3. ESCENARIO 5. FUGA DEL 20 % EN LA TUBERÍA DE DISPENSARIOS (INCENDIO)

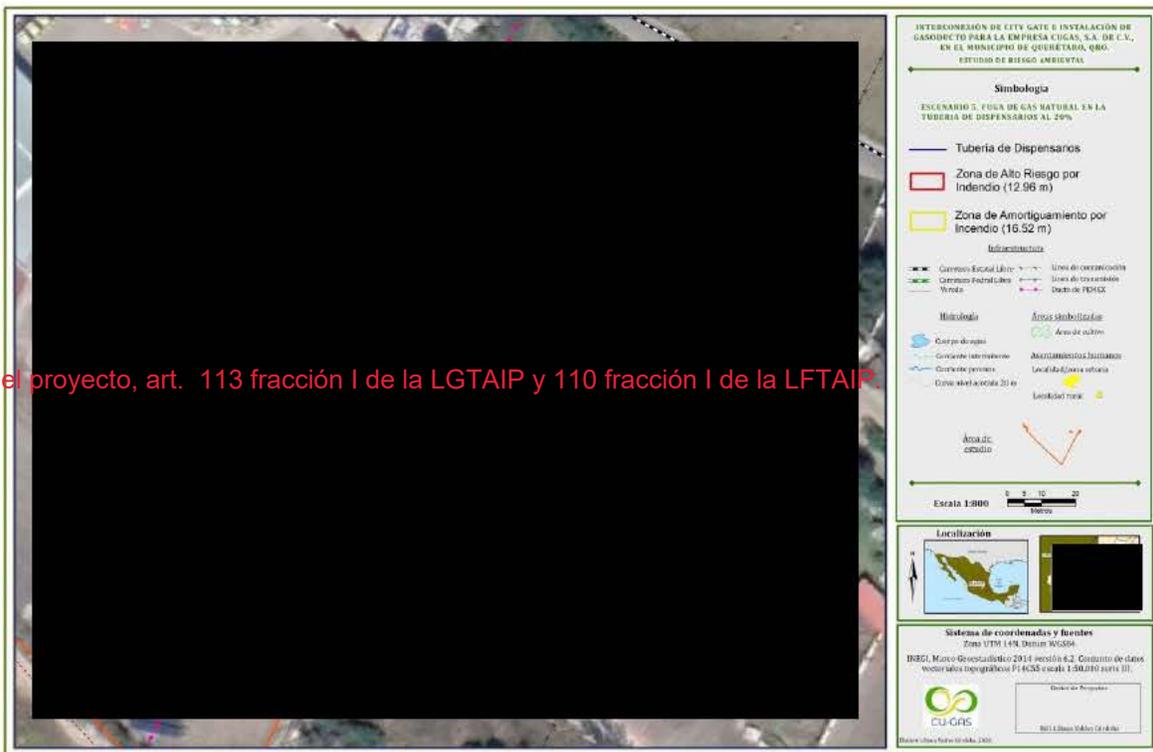
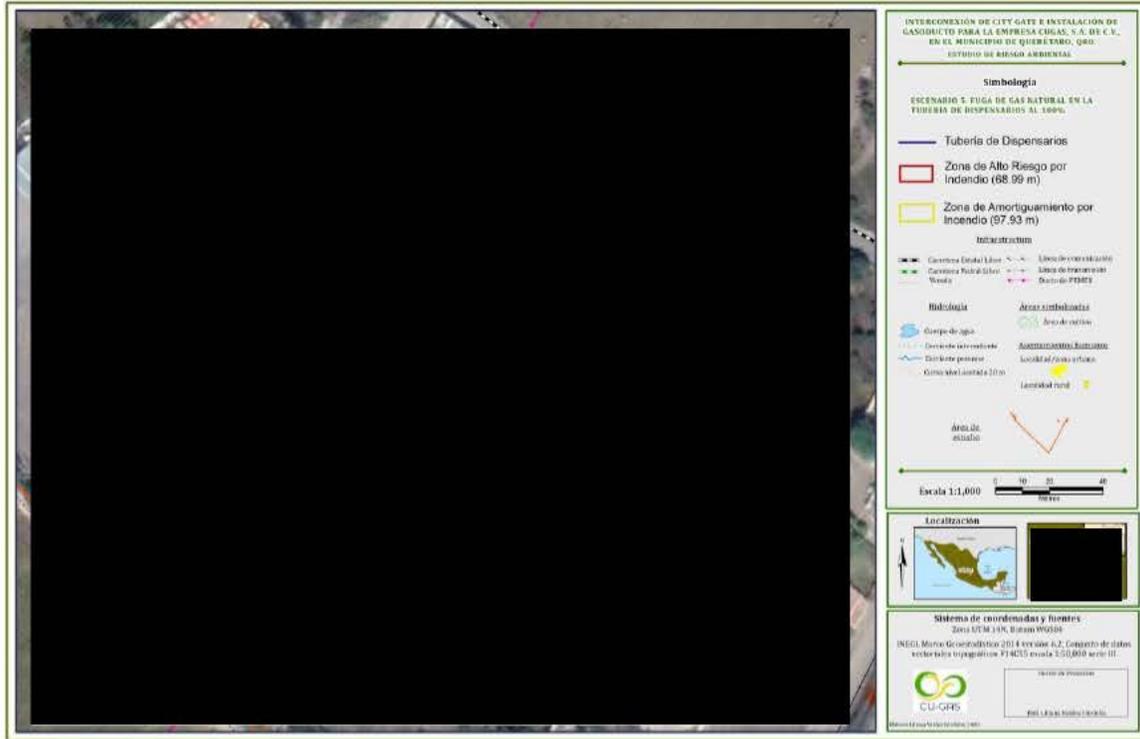


FIGURA II.4. ESCENARIO 5. FUGA DEL 100 % EN LA TUBERÍA DE DISPENSARIOS (INCENDIO)



Ubicación del proyecto, art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

FIGURA II.3. ESCENARIO 5. FUGA DEL 20 % EN LA TUBERÍA DE DISPENSARIOS (EXPLOSIÓN)

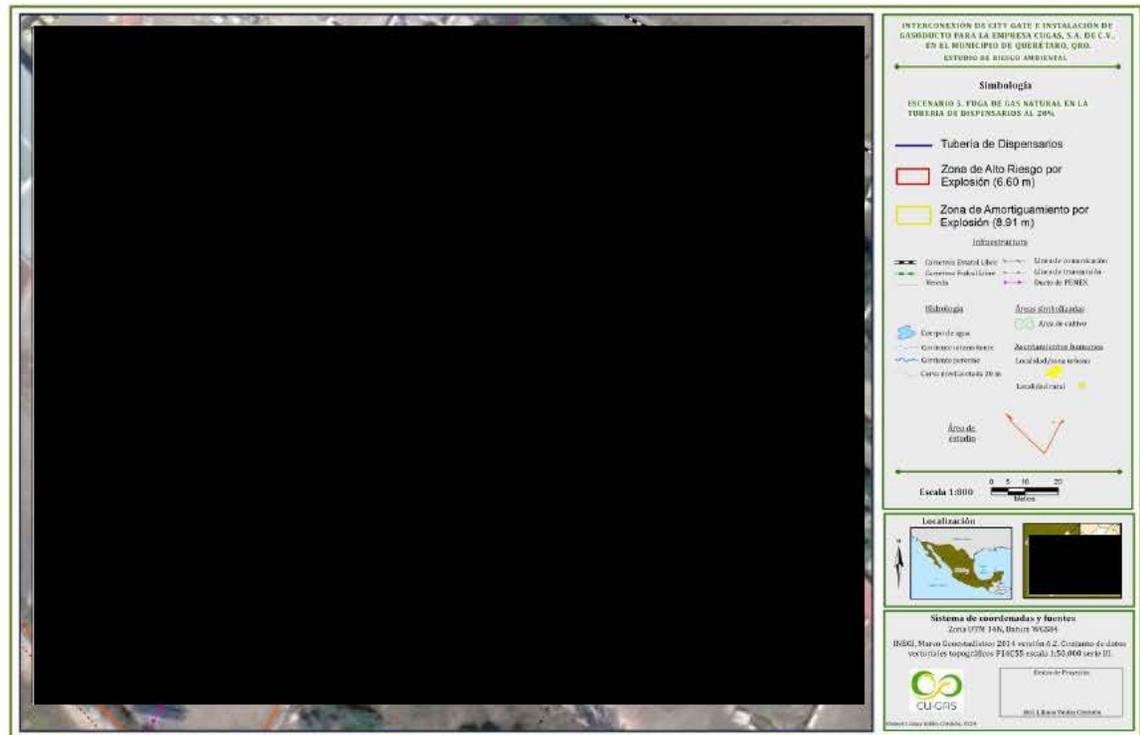
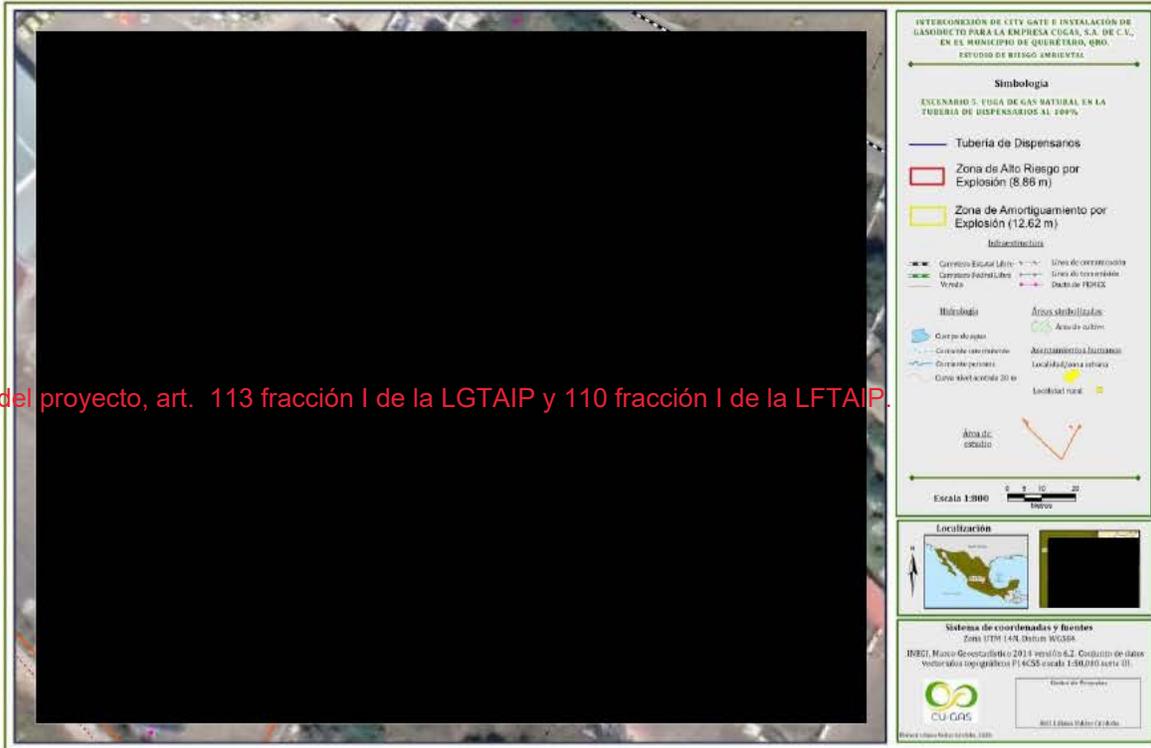


FIGURA II.4. ESCENARIO 5. FUGA DEL 100 % EN LA TUBERÍA DE DISPENSARIOS (EXPLOSIÓN)



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

Para la reducción de las interacciones descritas; el proyecto contará con las siguientes medidas y sistemas de seguridad, entre otras:

- ◆ Válvula de seccionamiento en el punto de interconexión
- ◆ Válvulas de corte por fuga EZR-SLAM SHUT para corte rápido en alta y baja presión, en los trenes de regulación
- ◆ Válvulas de corte por fuga en el área de compresores
- ◆ Equipo contra incendio

Estas medidas y sistemas de seguridad se describen en las secciones I.5.6, I.5.7 y VI.8. de este reporte.

Por otra parte, el proyecto se ubicará lejos de cualquier población, centros de reunión y de cualquier instalación con riesgo de desencadenar una interacción peligrosa; por lo que el proyecto se considera compatible con la infraestructura existente en el sitio donde se pretende ubicar.

II.3 Efectos sobre el sistema ambiental

De acuerdo con los radios de afectación obtenidos, las consecuencias con mayores radios de afectación se presentarían en los eventos de incendio.

Debido a la ausencia de asentamientos humanos cercanos; en estos casos, los principales elementos afectados son la vegetación y la fauna de las zonas cercanas. En el primer caso el efecto es la pérdida de la cubierta vegetal por efectos de la radiación; en el segundo caso la principal afectación a la fauna sería por pérdida del hábitat.

En caso de generarse los eventos de riesgo, se efectuaría un impacto negativo a la calidad del aire al generar humo y gases contaminantes, porque sería un efecto a considerar en caso de una emergencia.

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

III.1 Recomendaciones técnico-operativas

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

TABLA III.1 RECOMENDACIONES TÉCNICO OPERATIVAS

No.	RECOMENDACIÓN
1	Implementar un programa de capacitación a todo el personal
2	Implementar un sistema de permisos de trabajos peligrosos
3	Implementar un plan de respuesta a emergencias
4	Verificar permanentemente que el acceso a la interconexión se mantenga restringido solo a personal autorizado.
5	Aplicar el programa de mantenimiento a válvulas de bloqueo
6	Aplicar el programa de mantenimiento a válvulas reguladoras de presión

III.1.1 Sistemas de seguridad

III.1.1.1 Sistema contra incendios

Extintores portátiles

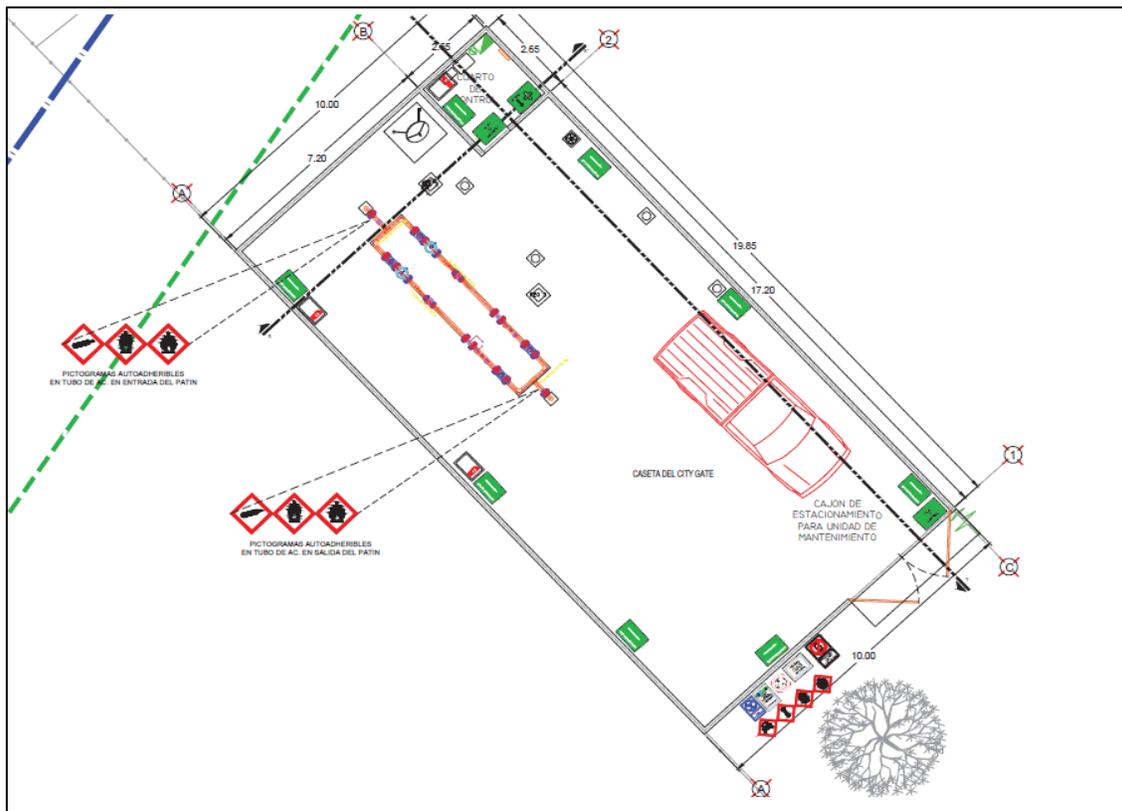
De acuerdo a la NOM-002-STPS-2010 "Condiciones de seguridad-Prevención y protección contra incendios en los centros de trabajo", se prevé que, en caso de presentarse fuegos incipientes en el área de la ERM, este sería clase "B".

Con base en las características anteriores y de acuerdo con la norma NOM-002-STPS-2010, el Agente extintor Polvo Químico Seco tipo ABC (multipropósito) es

apto para mitigar el fuego Clase B, además de poder controlar los fuegos tipo A y C por lo que es apto para el uso dentro de la Estación de Regulación y Medición.

De acuerdo con lo anterior, la ERM contara con 3 extintores clase "A, B, C" de 12 kg, polvo químico seco. En la siguiente figura se muestra su ubicación y en el Anexo III.1 se presenta el plano correspondiente.

FIGURA III.1 LOCALIZACIÓN DE EXTINTORES



ANEXO III.1 PLANO DE LOCALIZACIÓN DE EXTINTORES

III.1.1.2 Sistema de pararrayos

Pararrayos ionizante RAYTHORD-D modelo: junior con radio de protección de 48 m., en acero inoxidable de 6 m.

Todas las interconexiones serán realizadas mediante la aplicación de soldaduras exotérmicas. Se hará la interconexión de los diferentes sistemas de puesta a tierra

III.1.2 Medidas preventivas

III.1.2.1. Simulacros

Como parte de la capacitación del personal, se cuenta con procedimientos para la planeación y realización de simulacros de emergencias, los cuales se describen a continuación:

PRO-PROM5-095-166. Simulacro de fuga de gas

Este procedimiento tiene como objetivo la capacitación del personal de acuerdo a los requisitos generados por los trabajos que se efectúan en la operación y mantenimiento de los sistemas de transporte y aprovechamiento de gas natural.

1.1 Acciones

1.1.1. Definición de cursos de capacitación y simulacro

1.1.2. Los Jefes de Planta y Subgerentes de Zona proponen los cursos para el personal y el simulacro requeridos por los programas anuales de OyM de cada planta. En esta propuesta se consideran los procedimientos de trabajo, los cambios en la normatividad aplicable y los requisitos especiales del cliente.

1.1.3. Los Subgerentes de Zona y el Gerente de OyM definen los cursos de capacitación para cada planta y elaboran el Programa Anual de Capacitación de la planta.

1.1.4. Con el Gerente de Desarrollo se selecciona el tipo de instrucción que se aplicara para los cursos descritos en el programa, ya sea curso interno o externo, así como si es teórico o práctico.

1.1.5. El Gerente de Desarrollo elabora los nuevos cursos que se agregan al Catálogo de cursos y realiza las actualizaciones de los cursos existentes.

1.2. Impartición de los cursos y evaluación del aprovechamiento del curso

1.2.1. Se comunica a los asistentes al curso la fecha, hora y duración del curso programado.

1.2.2. El personal deberá asistir puntualmente a la cita programada.

- 1.2.3. El instructor ya sea interno o externo realizara la capacitación.
- 1.2.4. Si la capacitación es práctica, el instructor deberá estar atento al aprovechamiento del personal, en cuanto a la habilidad, capacidad y aptitud del personal para el aprovechamiento del curso.
- 1.2.5. El instructor realiza la evaluación del aprovechamiento del curso.
- 1.2.6. El instructor entrega las constancias al personal que asistió al curso.
- 1.2.7. El Gerente de Desarrollo mantiene el archivo de capacitación.

1.3. Simulacro

- 1.3.1. De acuerdo a los requerimientos del PPA de cada planta se define en conjunto con el responsable de seguridad de la planta la realización del simulacro anual en gas.
- 1.3.2. El simulacro es dirigido por el personal de la planta por lo que el personal de seguirá las instrucciones que le den al respecto.
- 1.3.3. La evaluación del simulacro preparada por el responsable de seguridad de la planta será revisada por el Jefe de OyM de la planta, el Sub y Gerente de OyM y el Gerente de Desarrollo para proponer a la planta modificaciones en los procedimientos de seguridad.

1.4. Evaluación del personal operativo

- 1.4.1. Para cumplir con la NOM-007-SECRE-2010 que menciona:
 - “5.1.4.2 Requisitos para el personal calificado para la operación. Se debe verificar (la UV) que el personal calificado tiene la documentación que avale que cuenta con los conocimientos, habilidades y destrezas requeridas para el desempeño de su trabajo, principalmente sobre la seguridad en la operación y mantenimiento del sistema conforme con el numeral 11.5 de la Norma” Se realiza lo siguiente:
- 1.4.2. Calificación del personal de operación
- 1.4.3. El personal de operación, Jefes de planta y Subjefes de Planta, tendrán un Certificado de Operador (En el nivel que le corresponda). Para otorgar el Certificado el Gerente de OyM y/o Subgerentes evaluarán al candidato utilizando la

Forma de Calificación de Operadores anexa. Esta calificación se actualizará cuando haya cambios en el Catálogo de actividades.

1.4.4. Todo personal de nuevo ingreso, después de su periodo de capacitación, tendrá que ser evaluado con el mismo proceso para recibir su Certificado de Operador.

1.5. Expedientes para la verificación anual

1.5.1. El Gerente de Desarrollo integra en un expediente por persona y por planta de los cursos tomados, de los simulacros realizados y de su Certificado de Operador.

1.5.2. El Gerente de Desarrollo envía anualmente a las plantas el expediente del personal en la planta para ser presentado a la Unidad Verificadora.

2. Responsabilidades

2.1.1. Dirección y gerencias

2.1.2. Desarrollar y hacer que se cumpla el programa de capacitación anual.

2.1.3. Revisar y evaluar al personal para su calificación.

2.1.4. Son responsables de la calificación del personal.

2.2. Personal

2.2.1. Mantener una actitud positiva y de aprovechamiento hacia los cursos tomados

2.2.2. Mantener su actualización y su calificación para poder realizar los trabajos encomendados por la empresa.

2.2.3. Realizar los trabajos que describe su puesto.

2.3. Todo el personal

2.3.1. Cualquier curso individual tomado de forma externa, impartido por la empresa, deberá contar con el conocimiento y aprovechamiento suficiente ya que deberá replicarlo al personal.

3. Provisiones de seguridad

3.1. El personal deberá estar puntual en la fecha y hora descrita por el curso.

4. Provisiones ambientales

4.1. Aprovechar de forma óptima los recursos del curso sin desperdicio de energía eléctrica y materiales didácticos.

PRO-PROM5-102-166. Simulacro de fuga de gas

Para el cumplimiento del Plan de Respuesta a Emergencia, se debe realizar un simulacro anual que involucre la respuesta a una situación de accidente/incidente con gas natural. Este procedimiento tiene como objetivo instruir en la preparación del simulacro.

El simulacro tiene el objetivo de determinar el nivel de preparación de la organización para responder, controlar y en su caso, y mitigar los impactos adversos que puedan derivar de una emergencia ambiental que se suscite en la instalación de gas natural; así como, la evaluación de los hallazgos detectados en el simulacro.

1. Acciones

1.1. Cronología de las acciones del simulacro

Se presenta el escenario de simulacro 1.1.2. (a) como ejemplo, pudiendo modificarse el escenario de acuerdo a los requerimientos específicos

TABLA III.2 CRONOLOGÍA DE SIMULACRO

NO	HORARIO	ACTIVIDAD
01	10:00 horas	Junta de alineamiento para definir actividades y las responsabilidades que tendrá el Personal involucrado en el simulacro.
02	11:00 horas	Se presenta una Fuga considerable (debido a daños en el empaque) en la conexión de la brida que está delante del tren de medición de la Estación de Medición y/o Regulación de Gas

No	HORARIO	ACTIVIDAD
03	11:02 horas	El Operador, que realizaba su recorrido de rutina cerca de la Estación de Medición y/o Regulación de Gas al escuchar el fuerte ruido de la fuga, se acerca al área de Estación de Medición de Gas (EMG) y descubre la contingencia. De inmediato, comunica la contingencia al Operador Central El Operador Central da aviso al Jefe de Turno quien se dirige a la ERM para evaluar la fuga.
04	11:06 horas	El Jefe de Turno, al aproximarse a la ERM y darse cuenta de la magnitud de la fuga (Observa columna de gas natural de aprox. 8m.), solicita al Operador Central activar las alarmas de emergencia. <ul style="list-style-type: none"> • LLAMADA A BRIGADAS DE EMERGENCIA • SUSPENSIÓN DE LABORES • ATENCIÓN A TODO EL PERSONAL FAVOR DE DIRIGIRSE A LOS PUNTOS DE REUNIÓN.
05	11:06 horas	El Jefe de Turno pide a Personal bloquear las válvulas de corte, aguas arriba y abajo de la fuga detectada (Planos de arreglo general de las estaciones de medición y regulación y del gasoducto) e indica a cuarto de control mandar a paro de emergencia toda la planta y comunica la contingencia al responsable de la Planta.
06	11:08 horas	Derivado de la fuga de gas en la brida se produce un flamazo, el Operador, intenta ingresar en la estación de medición de gas, para intentar determinar el origen de la fuga, sin lograrlo ya que la radiación de calor es muy fuerte.
07	11:08 horas	El Jefe de Turno al estar cerca del área de la emergencia, se percata del incendio y da aviso a cuarto de control y a integrantes de las brigadas de emergencia y solicita al Operador Central active la alarma de ATENCIÓN ALARMA DE INCENDIO (FUGA DE SUSTANCIA PELIGROSA) . Operador notifica la emergencia de incendio al Grupo de Ayuda Mutua. (SIMULADO)
08	11:08 horas	El Superintendente de la Central (líder de Puesto de Mando interno) le pide al Operador Central solicite el apoyo Externo (en caso de ser necesario) para la atención de la emergencia (Servicio médico, Protección Civil, Bomberos y Cruz Roja (SIMULADO)).
09	11:08 horas	El Jefe de Seguridad solicita a las brigadas de emergencia se trasladen a la estación de medición y regulación. El líder de brigada de evacuación coordina el punto de reunión, y apoyado por vigilancia y líderes de cada disciplina realizan conteo del personal.

No	HORARIO	ACTIVIDAD
10	11:10 horas	Arriban las brigadas de Emergencia a la zona de contingencia. Los elementos de la brigada contra incendio evalúan el área, los posibles accesos a la contingencia y delimitan el área, la brigada contra incendio inicia la operación del hidrante activando cortina de agua.
11	1:12 horas	Los integrantes de la brigada de contra incendio habilitan manguera de contra incendio para enfriamiento de tubería y recipientes a presión de la ERM. Crean una cortina de agua separando la flama de los recipientes sujetos a presión aguas arriba de la fuga (Planos de arreglo general de las estaciones de medición y regulación y del gasoducto).
12	11:12 horas	Los elementos de brigada contra incendios se preparan con equipo de respiración autónoma para entrar al área caliente e iniciar las acciones de cierre de válvulas, aguas arriba y aguas debajo de la fuga de gas, una vez iniciada la cortina de agua.
13	11:20 horas	Elemento de Brigada Contra Incendio con el equipo de respiración autónoma logra el cierre de válvula aguas debajo de las fugas de gas
14	1:30 horas	Elemento de Brigada Contra Incendio con el equipo de respiración autónoma logra el cierre de válvula aguas arriba de las fugas de gas
15	11:31 horas	Llegada del grupo de comando externo (Protección civil y Bomberos) a la estación de medición y regulación. El Coordinador de Centro de Comando interno (Superintendente de la Central), Coordinador de Brigadas (Jefe de Seguridad) y Jefe de Turno informan al grupo de comando externo la situación y en coordinación con ellos continúan con maniobras de restablecimiento y de protección al personal y al medio ambiente.
16	11:35 horas	Se controla el incendio. Notificación por parte del Líder de brigada de Contra incendio al Jefe de Turno y al Jefe de Seguridad de la condición de los trabajos en la zona caliente. Se espera hasta que la presión del gas en el área afectada baje a condiciones atmosféricas, revisándose la concentración explosiva en el ambiente hasta que sea normal y entonces se da aviso al Superintendente y al Jefe de Turno.
17	11:40 horas	Después de controlada la contingencia entra el comando interno y externo para hacer una inspección y reconocimiento del área para valoración preliminar y cuantificación de daños.
18	11:50 horas	Superintendente de la Central en coordinación con el Jefe de Turno y el jefe de Seguridad declaran FIN DE LA EMERGENCIA y lo comunican a Operador Central.
19	11:51 horas	El Jefe de Turno avisa a los Jefes de Departamento del FIN DE SIMULACRO.

No	HORARIO	ACTIVIDAD
20	11:53 horas	Líder de brigada de evacuación informa a todo el personal del punto de reunión que puede regresar a sus puestos de trabajo.
21	11:55	El Superintendente y las jefaturas realizan una evaluación de los daños generados por la contingencia, y determinan las acciones a seguir para el restablecimiento del suministro de gas a las Unidades. Se prepara el Programa de Recuperación del sistema que incluye las acciones para restablecer el flujo de gas natural y los reportes: Reporte Preliminar de Fugas, Informe Final de Fugas o Problema en el Sistema y el Aviso Inmediato de Incidente a la CRE.
22	12:00 horas	Reunión de evaluación: Comando Interno, evaluadores, personal (En sala de juntas).

1.1.2. Evaluación del simulacro

1.2.1. En reunión posterior al simulacro se presentarán:

- a. Formatos de evaluación de los objetivos
- b. Tiempos que se ocuparon durante el Simulacro.
- c. Lluvia de Ideas de alternativas que podrían suscitarse durante un siniestro como este y las posibles alternativas de solución.
- d. Lluvia de Ideas para la mejora del simulacro.
- e. Conclusiones

1.2.2. Los evaluadores serán:

- a. Personal de la Central
- b. Invitados
- c. Personal

1.2.3. Los formatos de evaluación solo serán conocidos previamente por los evaluadores y por el coordinador del simulacro.

III.1.2.2 Programa de mantenimiento anual

Para el mantenimiento de las instalaciones del proyecto, se cuenta con un programa anual, el cual se muestra a continuación y se presenta en el Anexo III.3.

ANEXO III.3 PROGRAMA ANUAL DE MANTENIMIENTO



SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

PROGRAMA ANUAL DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO 2020 - 2021

CUGAS, S.A. De C.V.

Proyecto

CUGAS

Hoja	1	de	6
------	---	----	---

No	ACTIVIDAD	Responsable	Capital humano	Tiempo asignado	Periodicidad	Agosto 2020	Septiembre 2020	Octubre 2020	Noviembre 2020	Diciembre 2020	Enero 2021	Febrero 2021	Marzo 2021	Abril 2021	Mayo 2021	Junio 2021	Julio 2021	
Mecánico																		
1	LIMPIEZA Y RETOQUE DE PINTURA EN SISTEMA DE REGULACIÓN DEL AREA DE APROVECHAMIENTO	- Técnico de Ope y Malto	- Técnico operador (1) - Supervisor (1) - Ayudante (2)	10 días	Anual													✓
2	LIMPIEZA MECANICA Y PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO DE LAS VÁLVULAS MANUALES VÁLVULAS 4" Y 6", INCLUYE: LUBRICACION Y PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO LIMPIEZA DE ACCESORIOS, LIMPIEZA EXTERNA Y RETOQUE DE PINTURA	- Técnico de Ope y Malto	- Técnico operador (1) - Supervisor (1) - Ayudante (2)	5 días	Anual													✓
3	INSPECCIÓN DE FUGAS EN BRIDAS INCLUYE TODAS LAS BRIDAS DE LA ER, Y LA INSTALACIÓN DE APROVECHAMIENTO, VERIFICADAS CON ANALIZADOR DE GAS CERTIFICADO	- Técnico de Ope y Malto	- Técnico operador (1) - Supervisor (1) - Ayudante (1)	6 días	Semestral						✓							✓
Instrumentación																		
4	MANTENIMIENTO Y PRUEBAS DE VÁLVULAS REGULADORA EZR DE 2", INCLUYE, LIMPIEZA EXTERIOR, PRUEBAS DE ACCIONAMIENTO, CALIBRACIÓN, PUESTA EN SERVICIO Y SINTONIZACIÓN	- Técnico de Ope y Malto	- Técnico operador (1) - Supervisor (1)	1 día	ANUAL													✓
5	MANTENIMIENTO Y PRUEBAS DE VÁLVULAS REGULADORA EZR SLAM SHUT DE 2", INCLUYE, LIMPIEZA EXTERIOR, PRUEBAS DE ACCIONAMIENTO, CALIBRACIÓN, PUESTA EN SERVICIO Y SINTONIZACIÓN	- Técnico de Ope y Malto	- Técnico operador (1) - Supervisor (1)	1 día	ANUAL													✓
Gasoducto																		
6	RECORRIDO DEL SISTEMA INTERNO, VERIFICANDO LA CORRECTA SEÑALIZACIÓN.	- Técnico de Ope y Malto	- Técnico operador (1)	2 día	SEMESTRAL						✓							✓
7	MEDICION DE POTENCIALES DE PROTECCION CATÓDICA, EN LA SALIDA DEL CITY GATE A ENTRADA DE PLANTA, INCLUYE DE TOMA DE POTENCIAL EN LA TRAYECTORIA DEL DUCTO, VERIFICANDO QUE LOS POTENCIALES SE ENCUENTREN DENTRO DE LAS TOLERANCIAS MINIMAS DE PROTECCION.	- Técnico de Ope y Malto	- Técnico operador (1)	2 días	TRIMESTRAL	✓			✓			✓					✓	
8	VERIFICACION DE AISLAMIENTO DEL GASODUCTO, CONFIRMANDO ASÍ LA AUSENCIA DE FUGAS DE POTENCIAL DE LA PROTECCION CATODICA	- Técnico de Ope y Malto	- Técnico operador (1)	2 días	SEMESTRAL						✓							✓
9	MEDICION DE ESPESORES DE LA TUBERIA, REALIZADO CON MEDIDOR TIPO ULTRASONICO, VERIFICANDO QUE LOS ESPESORES DEL DUCTO CUMPLEN CON LOS VALORES ESTABLECIDOS EN EL CALCULO ORIGINAL.	- Técnico de Ope y Malto	- Técnico operador (1) - Técnico especialista (1)	2 días	ANUAL													✓



CUGAS, S.A. De C.V.

Proyecto

CUGAS

SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

PROGRAMA ANUAL DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO 2020 - 2021

Hoja	2	de	6
------	---	----	---

No	ACTIVIDAD	Responsable	Capital humano	Tiempo asignado	Periodicidad	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio
						2020	2020	2020	2020	2020	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021
Operación																	
10	SERVICIO DE ATENCION DE LLAMADAS DE EMERGENCIA LAS 24 HORAS DEL DIA LOS 365 DIAS DEL AÑO CON UN TIEMPO DE REACCION PARA ASISTENCIA AL SITIO DE 2 HORAS EN HORARIO NORMAL Y 6 HORAS FUERA DE HORARIO, FINES DE SEMANA Y DIAS FESTIVOS.	- Técnico de Ope y Matto	- Técnico operador (1)	365 días	MENSUAL	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
11	ASESORAR EN EL CORRECTO CUMPLIMIENTO CON LO ESTIPULADO EN LA NOM-007-ASEA-2016	- Gerencia de proyectos	- Especialista	30 días	ANUAL												✓
12	ELABORACIÓN DEL MANUAL DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y SEGURIDAD DEL SISTEMA	- Gerencia de proyectos	- Especialista	30 días	ANUAL												✓
13	ELABORACION DEL PROGRAMA ANUAL DE MANTENIMIENTO	- Gerencia de proyectos	- Especialista	30 días	ANUAL												✓
14	REGISTRO DE RESULTADOS DE MONITOREO DE FUGAS	- Técnico de Ope y Matto	- Técnico operador (1)	8 días	TRIMESTRAL	✓			✓			✓			✓		
15	REPORTE DE CONDICIONES OPERATIVAS	- Técnico de Ope y Matto	- Técnico operador (1)	12 días	MENSUAL	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
16	LLENADO DE BITACORA	- Técnico de Ope y Matto	- Técnico operador (1)	365 días	MENSUAL	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Simulacros																	
17	ELABORACION PROGRAMA DE CAPACITACION Y ENTRENAMIENTO.	- Gerencia de proyectos	- Especialista	30 días	ANUAL												✓
18	SIMULACRO EN INSTALACIONES DE GAS NATURAL DEL SISTEMA INTERNO	- Técnico de Ope y Matto	- Técnico operador (1) - Supervisor (1) - Ayudante (2)	1 días	ANUAL												✓
19	CAPACITACIÓN A PERSONAL DE PLANTA	- Gerencia de proyectos	- Especialista	10 días	ANUAL												✓



CUGAS, S.A. De C.V.

Proyecto

CUGAS

SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

PROGRAMA ANUAL DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO 2020 - 2021

Hoja 3 de 6

No	ACTIVIDAD	Responsable	Capital humano	Tiempo asignado	Periodicidad	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	
						2020	2020	2020	2020	2020	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021
Gasoducto																		
20	PATRULLAJE DE LA FRANJA DE DESARROLLO DEL SISTEMA, INCLUYE RECORRIDO A PIE A LO LARGO DE LA TRAYECTORIA DEL GASODUCTO Y A LO ANCHO DE LA FRANJA DE DESARROLLO DEL SISTEMA, VERIFICANDO LIMPIEZA, CONSTRUCCIONES, EXCAVACIONES Y EL ESTADO DE LA VEGETACIÓN QUE PUDIERA INDICAR FUGAS.	- Técnico de Ope y Malto	- Técnico operador (1) - Ayudante (1)	12 días	MENSUAL	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
21	MEDICIÓN DE POTENCIALES DE PROTECCIÓN CATÓDICA, EN LOS POSTES DE TOMA DE POTENCIAL UBICADOS EN LA TRAYECTORIA DEL DUCTO, VERIFICANDO QUE LOS POTENCIALES SE ENCUENTREN DENTRO DE LAS TOLERANCIAS MÍNIMAS DE PROTECCIÓN.	- Técnico de Ope y Malto	- Técnico operador (1)	4 días	TRIMESTRAL	✓			✓			✓			✓			
22	MEDICIÓN DE AISLAMIENTO JUNTAS MONOBLOCK, VERIFICANDO EL CORRECTO AISLAMIENTO DE LA MISMA CONFIRMANDO ASÍ LA AUSENCIA DE FUGAS DE POTENCIAL DE LA PROTECCIÓN CATÓDICA.	- Técnico de Ope y Malto	- Técnico operador (1)	1 día	ANUAL													✓
23	INSPECCIÓN DE FUGAS EN LA FRANJA DE DESARROLLO, RECORRIENDO A PIE EL TRAYECTO DE LA FRANJA DE DESARROLLO MONITOREANDO CON DETECTOR DE GAS LA AUSENCIA DE FUGAS DE GAS. INCLUYE MONITOREO, DETECCIÓN, CLASIFICACIÓN, REGISTRO Y EVALUACIÓN DE FUGAS.	- Técnico de Ope y Malto	- Técnico operador (1)	4 día	TRIMESTRAL	✓			✓			✓			✓			
24	MEDICIÓN DE ESPESORES DE LA TUBERÍA, REALIZADO CON MEDIDOR TIPO ULTRASÓNICO, EN CUMPLIMIENTO A LA NOM-007-SECRE-2010 Y VERIFICANDO QUE LOS ESPESORES DEL DUCTO CUMPLE CON LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN EL CÁLCULO ORIGINAL.	- Técnico de Ope y Malto	- Técnico operador (1) - Técnico especialista (1)	2 días	ANUAL													✓



CUGAS, S.A. De C.V.

Proyecto

CUGAS

SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

PROGRAMA ANUAL DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO 2020 - 2021

Hoja 4 de 6

No	ACTIVIDAD	Responsable	Capital humano	Tiempo asignado	Periodicidad	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio
						2020	2020	2020	2020	2020	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021
Mantenimiento mecánico																	
25	INSPECCIÓN DE FUGAS EN BRIDAS INCLUYE TODAS LAS BRIDAS DE LA ESTACIÓN DE MEDICIÓN Y REGULACIÓN DE GAS VERIFICADAS CON ANALIZADOR DE GAS CERTIFICADO. INCLUYE MONITOREO, DETECCIÓN, CLASIFICACIÓN, REGISTRO Y EVALUACIÓN DE FUGAS	- Técnico de Ope y Matto	- Técnico operador (1) - Ayudante (1)	4 días	Trimestral	✓			✓			✓				✓	
26	LIMPIEZA MECÁNICA, LUBRICACIÓN Y PRUEBAS DE ACCIONAMIENTO DE LAS VÁLVULAS MANUALES DE 4" y 6"	- Técnico de Ope y Matto	- Técnico operador (1)	2 días	Anual												✓
27	INSPECCIÓN Y LIMPIEZA A FILTRO TIPO COALESCEDOR 4"	- Técnico de Ope y Matto	- Técnico operador (1)	1 día	Anual												✓
28	INSPECCIÓN Y LIMPIEZA DE TURBINA DE MEDICIÓN DE FLUJO, INCLUYE, RETIRO DE TURBINA DE MEDICIÓN, LIMPIEZA INTERNA, LIMPIEZA DE CARAS DE BRIDAS, REVISIÓN INTERNA DE LA TURBINA, VERIFICACIÓN DE JUEGO AXIAL, INSTALACIÓN Y PRUEBA DE HERMETICIDAD.	- Técnico de Ope y Matto	- Técnico especialista (1) - Supervisor (1)	2 día	Durante el primer año el mantenimiento es anual, el segundo año la revisión en semestral												✓
29	CALIBRACIÓN DE TRANSMISOR DE PRESIÓN ESTÁTICA, INCLUYE VERIFICACIÓN, AJUSTE Y PRUEBAS CON CONFIGURADOR HART Y EQUIPO PATRÓN CERTIFICADO.	- Técnico de Ope y Matto	- Técnico especialista (1) - Supervisor (1)	1 día	Trimestral	✓			✓			✓				✓	
30	CALIBRACIÓN DE TRANSMISOR DE TEMPERATURA, INCLUYE VERIFICACIÓN, AJUSTE Y PRUEBAS CON CONFIGURADOR HART, HORNO DE TEMPERATURA PORTÁTIL Y EQUIPO PATRÓN CERTIFICADO.	- Técnico de Ope y Matto	- Técnico especialista (1) - Supervisor (1)	1 día	Trimestral	✓			✓			✓				✓	
31	REVISIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DEL COMPUTADOR, VERIFICANDO EL HISTORIA DE EVENTOS, CONFIGURACIÓN BASE Y BAJADO DE DATOS.	- Técnico de Ope y Matto	- Técnico especialista (1) - Supervisor (1)	2 días	Durante el primer año el mantenimiento es anual, el segundo año la revisión en semestral												✓
32	Lubricación de las turbina	- Técnico de Ope y Matto	- Técnico especialista (1) - Supervisor (1)	12 día	Semanal	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
33	Calibración y ajuste de la turbina por un laboratorio acreditado	- Técnico de Ope y Matto	- Técnico especialista (1) - Supervisor (1)	2 día	Triannual	Agosto 2023											



CUGAS, S.A. De C.V.

Proyecto

CUGAS

SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

PROGRAMA ANUAL DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO 2020 - 2021

Hoja 5 de 6

No	ACTIVIDAD	Responsable	Capital humano	Tiempo asignado	Periodicidad	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	
						2020	2020	2020	2020	2020	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021
Mantenimiento instrumentación y control																		
34	CALIBRACIÓN A REGULADORES EZR	- Técnico de Ope y Matto	- Técnico operador (1)	2 días	Anual													✓
35	MANTENIMIENTO, CALIBRACIÓN Y PRUEBAS A VÁLVULAS REGULADORAS DE PRESIÓN CON SLAM SHUT INTEGRADA	- Técnico de Ope y Matto	- Técnico operador (1)	2 días	Anual													✓
36	CALIBRACIÓN DE INDICADORES DE PRESIÓN, INCLUYE LIMPIEZA EXTERNA, VERIFICACIÓN CON MANÓMETRO PATRÓN CERTIFICADO, PRUEBAS E INSTALACIÓN.	- Técnico de Ope y Matto	- Técnico especialista(1)	2 días	Anual													✓
Mantenimiento eléctrico																		
37	MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA (ÁNODOS DE SACRIFICIO)	- Técnico de Ope y Matto	- Técnico especialista(1)	12 días	Bim estrol	✓		✓		✓		✓		✓		✓		
Operación																		
38	ASESORAR EN EL CORRECTO CUMPLIMIENTO DEL PERMISO DE TRANSPORTE OTORGADO POR LA CRE	- Técnico de Ope y Matto	- Técnico especialista(1)	12 días	Mensual	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
39	RESPALDO EN LA REALIZACIÓN DE LA AUDITORIA ANUAL DE LA NORMA NOM-007-ASEA-2016 POR UNA UNIDAD VERIFICADORA CERTIFICADA	- Técnico de Ope y Matto	- Técnico especialista(1)	5 días	Anual													✓



CUGAS, S.A. De C.V.

Proyecto

CUGAS

SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

PROGRAMA ANUAL DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO 2020 - 2021

Hoja 6 de 6

No	ACTIVIDAD	Responsable	Capital humano	Tiempo asignado	Periodicidad	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	
						2020	2020	2020	2020	2020	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	
Documental																		
40	ELABORACIÓN DEL PROGRAMA DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO ANUAL PARA PRESENTAR A LA UNIDAD VERIFICADORA	- Gerencia de proyectos	- Especialista	30 días	Anual													✓
41	REPORTES DE ATENCIÓN DE EMERGENCIAS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE PARA USOS PROPIOS DE GAS NATURAL.	- Técnico de Ope y Matto	- Técnico operador (1)	12 días	Mensual	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
42	ELABORACIÓN DEL MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PARA LA OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y SEGURIDAD DEL SISTEMA DE TRANSPORTE PARA USOS PROPIOS CONFORME A LOS REQUERIMIENTOS DE LA NORMA NOM-007-ASEA-2016	- Gerencia de proyectos	- Especialista	30 días	Anual													✓
43	ELABORACIÓN DEL PROGRAMA DE PREVENCIÓN DE ACCIDENTES REQUERIDO EN LA NORMA NOM-007-SECRE-2010	- Gerencia de proyectos	- Especialista	30 días	Anual													✓
44	AUTO EVALUACIÓN DEL PROGRAMA DE MONITOREO DE FUGAS, REALIZADO PARA DETERMINAR LA EFECTIVIDAD DEL PROGRAMA DE MONITOREO.	- Gerencia de proyectos	- Especialista	30 días	Anual													✓
45	ELABORACIÓN DEL PROGRAMA DE PREVISIÓN DE DAÑOS	- Gerencia de proyectos	- Especialista	30 días	Anual													✓
46	REVISIÓN ANUAL DE LA CLASE DE LOCALIZACIÓN DEL GASODUCTO.	- Gerencia de proyectos	- Especialista	5 días	Anual													✓
Capacitación																		
47	ELABORACIÓN DEL PROGRAMA DE CAPACITACIÓN DEL PERSONAL OPERATIVO.	- Gerencia de proyectos	- Especialista	30 días	Anual													✓
48	REPORTES DE CAPACITACION AL PERSONAL OPERATIVO.	- Gerencia de proyectos	- Especialista	5 días	Anual													✓

IV. RESUMEN

IV.1 Conclusiones del estudio de riesgo ambiental

Tubería de interconexión

De acuerdo con los radios potenciales de afectación obtenidos; los radios de alto riesgo en la tubería de interconexión rebasan los límites del predio e incluyen parte del camino de terracería en la colindancia oeste y 3 casas habitación localizadas en esta misma colindancia.

Estación de Regulación y Medición

Para la Estación de Regulación y Medición, los radios de alto riesgo rebasan los límites del predio e incluyen parte del camino de terracería en la colindancia oeste y 2 casas habitación localizadas en esta misma colindancia.

Tubería de suministro

En el caso de la tubería de suministro; los radios de alto riesgo rebasan los límites del predio en la colindancia oeste e incluyen parte del camino de terracería y dos casas habitación: una en la colindancia oeste y otra en el extremo este del trazo (cerca de donde estarán ubicados los compresores).

Compresores

Para la Estación de Compresores, los radios de alto riesgo rebasa los límites del predio en la colindancia noreste, afectando una parte del inmueble del hotel aledaño al predio.

Tubería de Dispensarios

En el caso de la tubería de dispensarios; los radios potenciales de afectación de alto riesgo rebasan los límites del predio en las colindancias noreste y sur, incluyendo afectaciones al hotel colindante y un centro de venta de materiales de construcción.

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

Por otra parte, el proyecto contará con medidas preventivas y sistemas de seguridad para el control específico de los escenarios de riesgo identificados. Estas medidas y sistemas, incluyen una válvula de seccionamiento en el punto de interconexión, dos válvulas de corte por fuga en los trenes de regulación, y equipo contra incendio. Además, el proyecto se ubica lejos de cualquier población, centros de reunión y de cualquier instalación con riesgo de desencadenar una interacción peligrosa.

En cuanto al sistema ambiental de la zona, este se encuentra totalmente modificado por actividades antropogénicas que se han desarrollado de tiempo atrás. En este sentido, aun y cuando los posibles efectos sobre el sistema ambiental solo se darían sobre la vegetación y la fauna que rodea el sitio del Proyecto; estos son muy escasos.

Por otra parte, aunque el proyecto considera sistemas y medidas de seguridad adecuados para el tipo de riesgos que se pueden presentar; con base en los resultados obtenidos a través de la identificación y jerarquización de riesgos y con el fin de reducir los riesgos identificados y/o mitigar sus efectos, se establecieron 6 recomendaciones técnico-operativas.

Con base en lo anterior y bajo las condiciones actuales, los riesgos identificados y evaluados se consideran aceptables siempre y cuando se sigan las recomendaciones descritas en el presente estudio, las que pudiera establecer la

ASEA como resultado de la evaluación del mismo; así como las establecidas en la legislación aplicable en materia de seguridad e higiene.

IV.2 Resumen de la situación general que presenta el proyecto en materia de riesgo ambiental

Para atender su demanda de gas natural, CUGAS, S.A. DE C.V., requiere construir una estación de regulación y medición, la cual estará ubicada en el municipio de Querétaro, Querétaro. Dicha estación tendrá la capacidad de suministrar el consumo pico requerido de Gas Natural en un tiempo de 24 hrs de consumo diario. El punto de interconexión de la Estación de Regulación y Medición (ERM) o City Gate, se realizará en el gasoducto 16" tramo Querétaro – San José Iturbide, Km 53+250, mediante una tubería de AC de 4" la cual tendrá una longitud de 18 m en el trazo de interconexión y de 393 m aproximadamente, de la tubería de suministro AC de 4" cedula 80.

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

Como resultado de la identificación y jerarquización de riesgos, se identificaron 3 escenarios, los cuales fueron simulados mediante el software Phast; para calcular los posibles radios de afectación.

De acuerdo con los resultados obtenidos, el escenario con mayor radio de afectación de alto riesgo, es la fuga de gas natural por ruptura total de la tubería de interconexión (72.96 m.).

IV.3 Informe técnico

A continuación, se presenta el Informe Técnico.

INFORME TECNICO

TABLA IV.1 SUSTANCIAS INVOLUCRADAS

NOMBRE QUÍMICO DE LA SUSTANCIA (IUPAC)	NUM. CAS	DENSIDAD (G/CM3)	FLUJO (MMPCSD)	LONGITUD DE LA TUBERÍA (KM)	DIÁMETRO DE LA TUBERÍA (PULG)	PRESIÓN DE OPERACIÓN (PSI)	ESPESOR (MM)	DESCRIPCIÓN DE LA TRAYECTORIA
Gas natural	8006-14-2	0.554	200,000	0.411	4	762.37	8.56	Interconexión con el Gasoducto Querétaro San José Iturbide - Estación de Regulación y Medición - área de compresores

TABLA IV.2 ANTECEDENTES DE ACCIDENTES E INCIDENTES

Año	CIUDAD Y/O PAÍS	INSTALACIÓN	SUSTANCIA INVOLUCRADA	EVENTO	CAUSA	NIVEL DE AFECTACIÓN (COMPONENTES AMBIENTALES AFECTADOS)	ACCIONES REALIZADAS PARA SU ATENCIÓN
2000	Carlsbad, Nuevo México	Gasoducto	gas natural	Incendio/explosión	severa corrosión interna	Murieron 12 miembros de una familia.	
2001	Pensacola, Florida	Gasoducto	gas natural	Incendio/explosión		Al menos diez personas resultaron heridas. Unos 25 automóviles de un	

AÑO	CIUDAD Y/O PAÍS	INSTALACIÓN	SUSTANCIA INVOLUCRADA	EVENTO	CAUSA	NIVEL DE AFECTACIÓN (COMPONENTES AMBIENTALES AFECTADOS)	ACCIONES REALIZADAS PARA SU ATENCIÓN
						concesionario y 10 barcos en un negocio vecino fueron dañados o destruidos	
2002	Poca River Road, Virginia	Gasoducto	gas natural	Incendio/explosión		Cuatro familias evacuadas.	
2003	Wilmington, Delaware	Gasoducto	gas natural	Incendio/explosión	daño por excavación	Destruyó dos viviendas y daño otras dos que tuvieron que ser demolidas. Otras residencias cercanas sufrieron algunos daños, y los residentes de la manzana fueron evacuados de sus hogares por una semana. Tres empleados del contratista sufrieron heridas graves. Once personas resultaron con heridas leves	

AÑO	CIUDAD Y/O PAÍS	INSTALACIÓN	SUSTANCIA INVOLUCRADA	EVENTO	CAUSA	NIVEL DE AFECTACIÓN (COMPONENTES AMBIENTALES AFECTADOS)	ACCIONES REALIZADAS PARA SU ATENCIÓN
2004	DuBois, Pennsylvania	Gasoducto	gas natural	Incendio/explosión	Fractura de una junta defectuosa.	Murieron dos residentes	
2005	Marshall, Texas	Gasoducto	gas natural	Incendio/explosión	Grietas por estrés de corrosión.	Dos personas resultaron heridas	
2006	Clark, Kentucky	Gasoducto	gas natural	Incendio/explosión	corrosión externa	no hubo lesionados	
2008	Appomattox, Virginia	Gasoducto	gas natural	Incendio/explosión	corrosión externa	2 casas fueron destruidas por el fuego	
2009	Rockville, Indiana	Gasoducto	gas natural	Incendio/explosión	corrosión externa	49 viviendas fueron evacuadas. No hubo heridos	
2010	Johnson, Texas	Gasoducto	gas natural	Incendio/explosión	No se indicaba el gasoducto en los planos.	Un trabajador murió y seis resultaron heridos	
2011	Fairport Harbor, Ohio	Gasoducto	gas natural	Incendio/explosión	Los reguladores de presión fallaron.	Incendios en varias casas y en un apartamento. 7 casas fueron destruidas	

TABLA IV.3 IDENTIFICACIÓN Y JERARQUIZACIÓN DE RIESGOS AMBIENTALES

NUM. DE FALLA	NUM. DE EVENTO	FALLA	ACCIDENTE HIPOTÉTICO					METODOLOGÍA EMPLEADA PARA LA IDENTIFICACIÓN DE RIESGO	COMPONENTE AMBIENTAL AFECTADO
			FUGA	DERRAME	INCENDIO	EXPLOSIÓN	UNIDAD O EQUIPO		
1	1,1	Golpe externo	✓		✓	✓	Tubería de interconexión	Hazop	Flora, Fauna
	1.2	Golpe externo	✓		✓	✓	Tubería de interconexión	Hazop	Flora, Fauna
2	2.1	Falla de sello	✓		✓	✓	ERM	Hazop	Flora, Fauna
	2.2	Falla de sello	✓		✓	✓	ERM	Hazop	Flora, Fauna
3	3.1	Golpe externo	✓		✓	✓	Tubería de suministro	Hazop	Flora, Fauna
	3.2	Golpe externo	✓		✓	✓	Tubería de suministro	Hazop	Flora, Fauna

TABLA IV.4 ESTIMACIÓN DE CONSECUENCIAS

NUM. DE FALLA	NUM. DE EVENTO	TIPO DE LIBERACIÓN		CANTIDAD HIPOTÉTICA LIBERADA		ESTADO FÍSICO	EFECTOS POTENCIALES					PROGRAMA DE SIMULACIÓN EMPLEADO	ZONA DE ALTO DE RIESGO	
		MASIVA	CONTINUA	CANTIDAD	UNIDAD		C	G	S	R	N		DISTANCIA (M)	TIEMPO (SEG.)
1	1.1		✓	0.241	Kg.	gas				✓		Phast	15.27	1800
	1.2	✓		10.186	Kg.	gas				✓		Phast	72.96	1800
2	2.1		✓	0.035	Kg.	gas				✓		Phast	12.78	30
	2.2	✓		0.220	Kg.	gas				✓		Phast	68.17	30
3	3.1		✓	0.139	Kg.	gas				✓		Phast	13.21	30
	3.2	✓		7.579	Kg.	gas				✓		Phast	63.18	30
4	4.1		✓	0.030	Kg.	gas				✓		Phast	11.82	1800
	4.2	✓		0.189	Kg.	gas				✓		Phast	63.75	1800
5	5.1		✓	0.017	Kg.	gas				✓		Phast	12.96	1800
	5.2	✓		0.074	Kg.	gas				✓		Phast	68.99	1800

Efectos potenciales

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

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

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

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

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

TABLA IV.5 CRITERIOS UTILIZADOS

NUM. DE FALLA	NUM. DE EVENTO	TOXICIDAD				EXPLOSIVIDAD		RADIACIÓN TÉRMICA		OTROS CRITERIOS	
		IDHL	TVL	VELOCIDAD DEL VIENTO (M/SEG.)	ESTABILIDAD ATMOSFÉRICA	0.035 KG/CM ²	0.07 KG/CM ²	1.4 KW/M ²	5.0 KW/M ²		
1	1,1			3.32	B	✓	✓	✓	✓		
	1.2			3.32	B	✓	✓	✓	✓		
2	2.1			3.32	B	✓	✓	✓	✓		
	2.2			3.32	B	✓	✓	✓	✓		
3	3.1			3.32	B	✓	✓	✓	✓		
	3.2			3.32	B	✓	✓	✓	✓		
4	4.1			3.32	B	✓	✓	✓	✓		
	4.2			3.32	B	✓	✓	✓	✓		
5	5.1			3.32	B	✓	✓	✓	✓		
	5.2			3.32	B	✓	✓	✓	✓		

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

V.1 Formatos de presentación

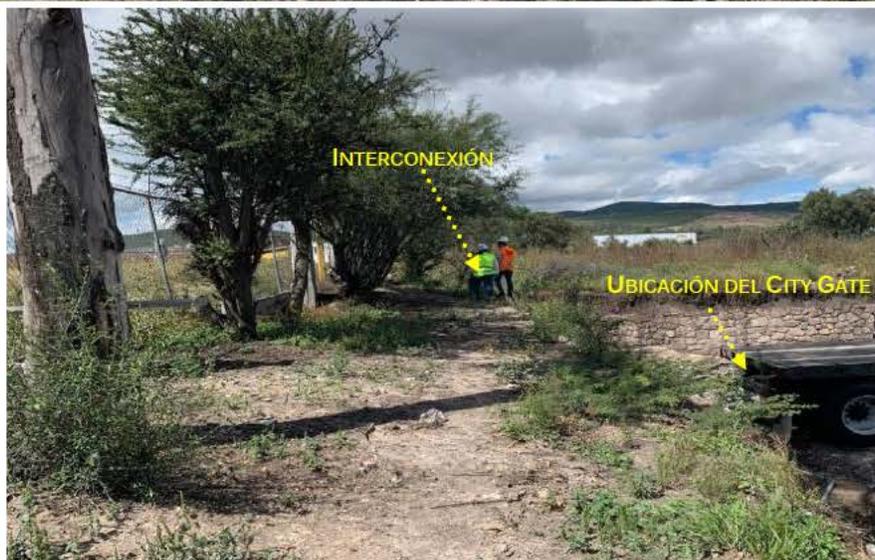
V.1.1 Planos de localización

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

V.1.2 Fotografías

FOTOGRAFÍAS 1 Y 2. UBICACIÓN DEL CITY GATE E INTERCONEXIÓN

Ubicación del proyecto, art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.



FOTOGRAFÍA 3. COMPRESORES



FOTOGRAFÍA 4. ZONA DE DUCTO DE CITY GATE A COMPRESORES



FOTOGRAFÍA 5. CASETA DE SEGURIDAD



FOTOGRAFÍAS 6 Y 7. ACCESO AL PREDIO



FOTOGRAFÍAS 8, 9, 10 Y 11. COLINDANCIAS DEL PROYECTO



V.1.3 Videos

El presente proyecto no incluye videos.

V.2 Otros anexos

Anexo I.1 Plano de localización del proyecto

Anexo I.2 Plano de Interconexión de tubería de 4" con Gasoducto Querétaro-san José Iturbide 16"

Anexo I.3 Plano de Arreglo general de la Estación de Regulación y Medición

Anexo I.4 Plano de la trayectoria de la tubería de 4" AC

Anexo I.5 Hojas de seguridad de Gas Natural

Anexo I.6 Diagrama de tubería e instrumentación del proyecto

Anexo I.7 Nodos analizados

Anexo I.8 Análisis HAZOP

Anexo II.1 Memoria de cálculo de las simulaciones

Anexo II.2 Radios de afectación

Anexo III.1 Plano de localización de extintores

Anexo III.2 Plano de localización de Pararrayos

Anexo III.3 Programa anual de mantenimiento