

# ***Estudio de Riesgo Ambiental (ERA)***

***Gasoducto de Cortázar.***



**Gasoducto de Cortázar, S. de R.L. de C.V.**

**Enero 2019**

## ÍNDICE

I.	ESCENARIOS DE LOS RIESGOS AMBIENTALES RELACIONADOS CON EL PROYECTO. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.....	4
I.1.	Descripción del Sistema de Transporte .....	4
I.2.	Bases de Diseño .....	18
I.3.	Hojas de Seguridad .....	29
I.4.	Condiciones de operación .....	29
I.5.	Procedimientos y Medidas de Seguridad.....	37
I.6.	Análisis de la Evaluación de Riesgo .....	45
II.	DESCRIPCIÓN DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN EN TORNO A LAS INSTALACIONES.....	104
II.1.	Radios Potenciales de Afectación.....	104
II.2.	Interacciones de Riesgo .....	122
II.3.	Efectos Sobre el Sistema Ambiental.....	136
III.	SEÑALAMIENTO DE LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD Y PREVENTIVAS EN MATERIA AMBIENTAL.....	137
III.1.	Recomendaciones técnico-operativas .....	137
III.2.	Medidas Preventivas .....	137
IV.	RESUMEN.....	139
IV.1.	Señalar las conclusiones del estudio de riesgo ambiental .....	139
IV.2.	Hacer un resumen de la situación general que presenta el proyecto en materia de riesgo ambiental .....	140
IV.3.	Presentar el informe técnico debidamente llenado.....	142
V.	IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS Y ELEMENTOS TÉCNICOS QUE SUSTENTAN LA INFORMACIÓN SEÑALADA EN EL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL.....	143
V.1.	FORMATOS DE PRESENTACIÓN .....	143

V.2 OTROS ANEXOS..... 143

## I. ESCENARIOS DE LOS RIESGOS AMBIENTALES RELACIONADOS CON EL PROYECTO. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.

### I.1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRASPORTE

El Gasoducto de Cortázar se compone de una tubería principal de 609.6 mm (24 pulgadas) de diámetro y 11 kilómetros de longitud aproximadamente contenido en los **municipios de Santa Cruz de Juventino Rosas, Villagrán y Cortázar, Estado de Guanajuato**, y una capacidad máxima de transporte de **7.079 millones de metros cúbicos por día (250 millones de pies cúbicos de gas natural por día)** en los sucesivo el “Gasoducto”.

El **Gasoducto** tendrá las siguientes interconexiones: **(1)** con el Ramal a Salamanca de 24” de diámetro que deriva del gasoducto de 36” de diámetro propiedad de Transcanada ruta “Tula - Villa

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

El sistema de transporte tendrá la capacidad de recibir gas de cualquiera de las 2 interconexiones con gasoductos y entregar en **1)** la central de generación Energía de Celaya.

El ducto tendrá una **presión de diseño de 9,928.451 kPa (1,440 psig o 101.242 Kg/cm<sup>2</sup>)**, una presión de recibo en la interconexión Juventino con el Ramal a Salamanca de 4,481.592 kPa (650 psig o 45.699 Kg/cm<sup>2</sup>), una presión de recibo en la interconexión Celaya del gasoducto de CENAGAS de 5,860.543 kPa (850 psig o 59.760 Kg/cm<sup>2</sup>) y una presión aguas abajo de 3,723.168 kPa (540 psig o 37.965 Kg/cm<sup>2</sup>). La velocidad del gas dentro de la tubería se mantendrá por debajo de 20 metros cada segundo y la temperatura entre 10 y 50 grados centígrados. La presión de corte del sistema es **8,459.866 kPa (1,227 psig o 86.26 kg/cm<sup>2</sup>) “Máxima Presión de Operación Permisible”**.

La medición del combustible será como sigue:

- i. Cuando el combustible provenga del ducto “Ramal a Salamanca” (TRANSCANADA), la cantidad (de **7.079 millones de metros cúbicos por día (250 millones de pies cúbicos de gas natural por día)**), y calidad será medida por instalaciones propiedad de Gasoducto de Cortázar en la “EMRyC Juventino”, el egreso del combustible será para Energía de Celaya.
- ii. Cuando el combustible provenga del ducto de CENAGAS, la cantidad y calidad será medida en la “EMRyC Energía Celaya”.

## Diseño básico

El Sistema se compone de una tubería de 24 pulgadas de diámetro nominal que recibe gas en una estación de medición, regulación y control (“EMRyC” Juventino) unidireccional, pasa por el punto de medición de la “EMRyC” Energía de Celaya, dentro de la central de generación “Energía de Celaya” y termina en el ducto de propiedad de CENAGAS. La tubería tiene aproximadamente 11 kilómetros y es seccionada por dos válvulas de bola de paso completo.

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

operarán en ninguna circunstancia de manera conjunta.

El Gasoducto de Cortázar se compone de una tubería principal de 609.6 mm (24 pulgadas) de diámetro y 11 kilómetros de longitud aproximadamente contenido en los **municipios de Santa Cruz de Juventino Rosas, Villagrán y Cortázar, Estado de Guanajuato**, y una capacidad máxima de transporte de **7.079 millones de metros cúbicos por día (250 millones de pies cúbicos de gas natural por día)** en los sucesivo el “Gasoducto”.

El sistema de transporte denominado Gasoducto de Cortázar se diseña con el objetivo de transportar al menos 250 millones de pies cúbicos diarios de gas natural hacia la central de ciclo combinado Energía de Celaya. Dada la normatividad, derivado de la Temporada Abierta (TA) sobre la capacidad del gasoducto de acceso abierto, el sistema rediseñará con la capacidad requerida por el mercado en su momento. El sistema de transporte tendrá la capacidad de recibir gas de la interconexión con el gasoducto propiedad de Transcanada o con el de CENAGAS y entregar en la central de generación Energía de Celaya.

El diseño básico del sistema de transporte se compone de:

- 1) Tubería de 24 pulgadas de aproximadamente 11 kilómetros, en la ruta denominada “Ruta Principal de Tubería” que va de la EMRyC Juventino a la EMRyC Celaya;
- 2) 1 estación unidireccional de filtración, medición, regulación y control de gas (EMRyC Juventino en la Interconexión Juventino);
- 3) 1 estación unidireccional de filtración, medición, regulación y control de gas (EMRyC Energía de Celaya).
- 4) 2 estaciones de envío y recibo para diablos de limpieza e instrumentados y 2 válvulas de seccionamiento instalados en la Tubería Principal;
- 5) Para las alternativas de interconexión con la EMRyC Energía de Celaya, se contará con secciones de tuberías con las siguientes longitudes:

- a. Tubería de 24 pulgadas de aproximadamente 800 metros (alternativa 1)
  - b. Tubería de 24 pulgadas de aproximadamente 423 metros (alternativa 2)
  - c. Tubería de 24 pulgadas de aproximadamente 631 metros (alternativa 3)
- 6) Obra de interconexión con tubería de 30 pulgadas dentro de las instalaciones superficiales EMRyC Juventino e interconexión Juventino con Transcanada.
- 7) Tubería de 24 pulgadas de aproximadamente que va de la EMRyC Energía de Celaya a la interconexión con el ducto de CENAGAS.

### **RUTA PRINCIPAL**

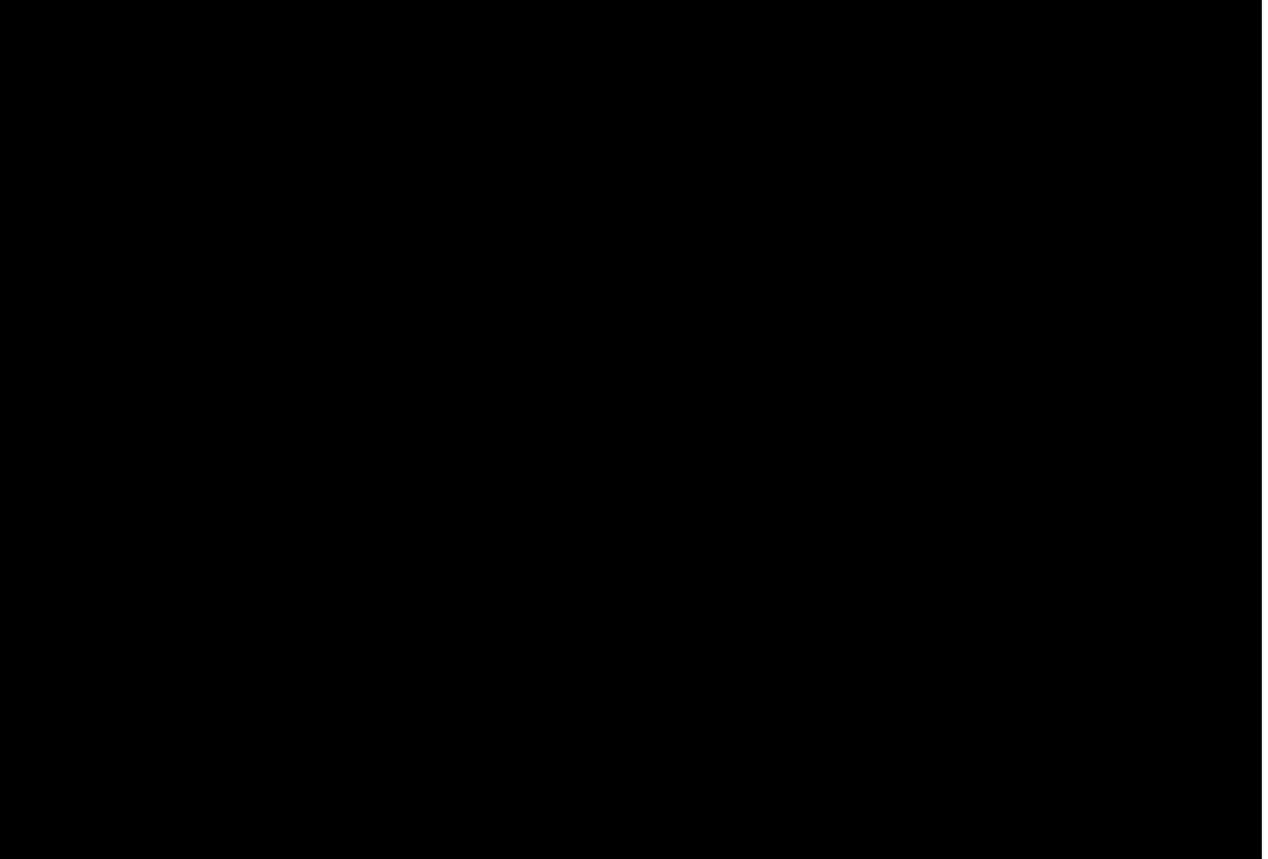
#### **UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP**

La ruta continúa por 450 metros aproximadamente en dirección suroeste hasta girar en dirección sur. La ruta sigue en dirección sur por 500 metros aproximadamente en donde realiza una curva con radio de aproximadamente 150 metros para evitar una torre eléctrica de alta tensión, la ruta continúa al sur por aproximadamente 1,700 metros, segmento durante el cual se cruza con una mina de arena. Al final del segmento descrito con anterioridad la ruta gira en dirección suroeste y continúa por 210 metros en donde al final cruza con una terracería proveniente de un desarrollo inmobiliario de reciente construcción. La ruta continúa al sur por 1,900 metros paralelo a linderos de propiedades hasta cruza con la carretera municipal Celaya – Villagrán y unas vías ferroviarias, la ruta continúa al sur por 100 metros hasta interceptar con la carretera federal Celaya – Salamanca.

En el mismo derecho de vía de la carretera federal se localiza un gasoducto administrado por

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

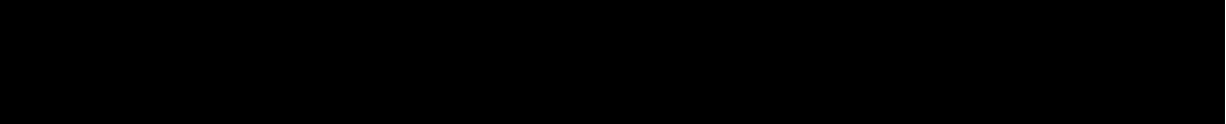
**UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP**



**INTERCONEXIÓN ENERGÍA DE CELAYA**

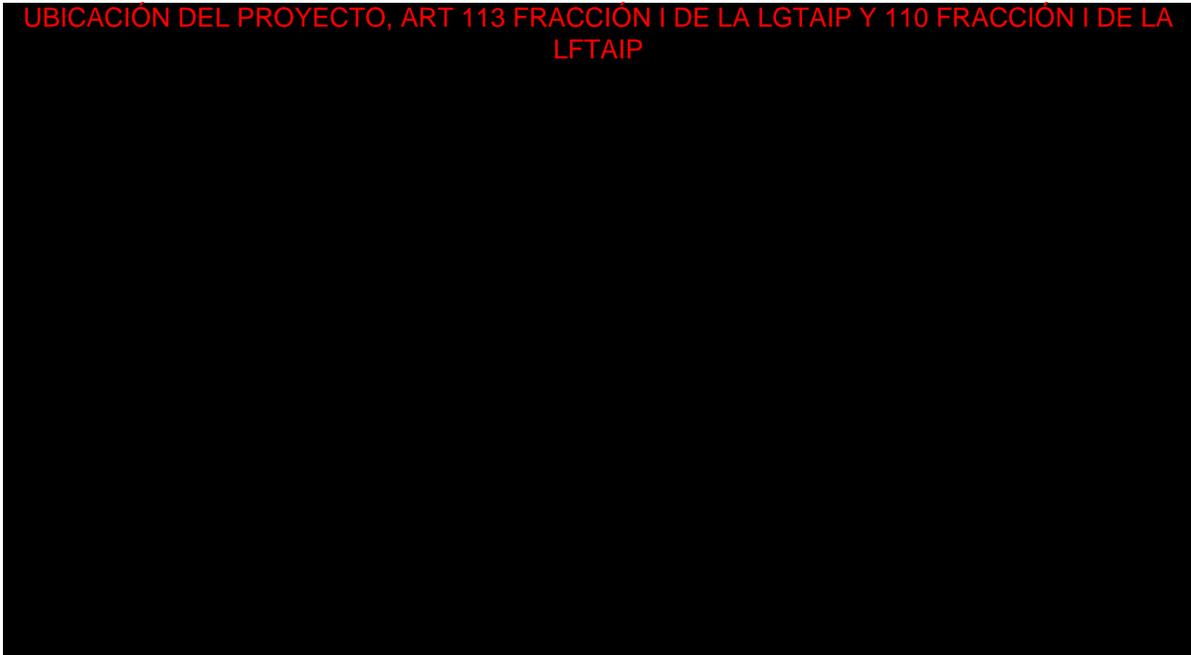
Para el transporte de GN hacia la EMRyC Energía de Celaya ubicada dentro de la CCC Energía de Celaya, el proyecto plantea tres opciones, mismas que se describen a continuación:

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



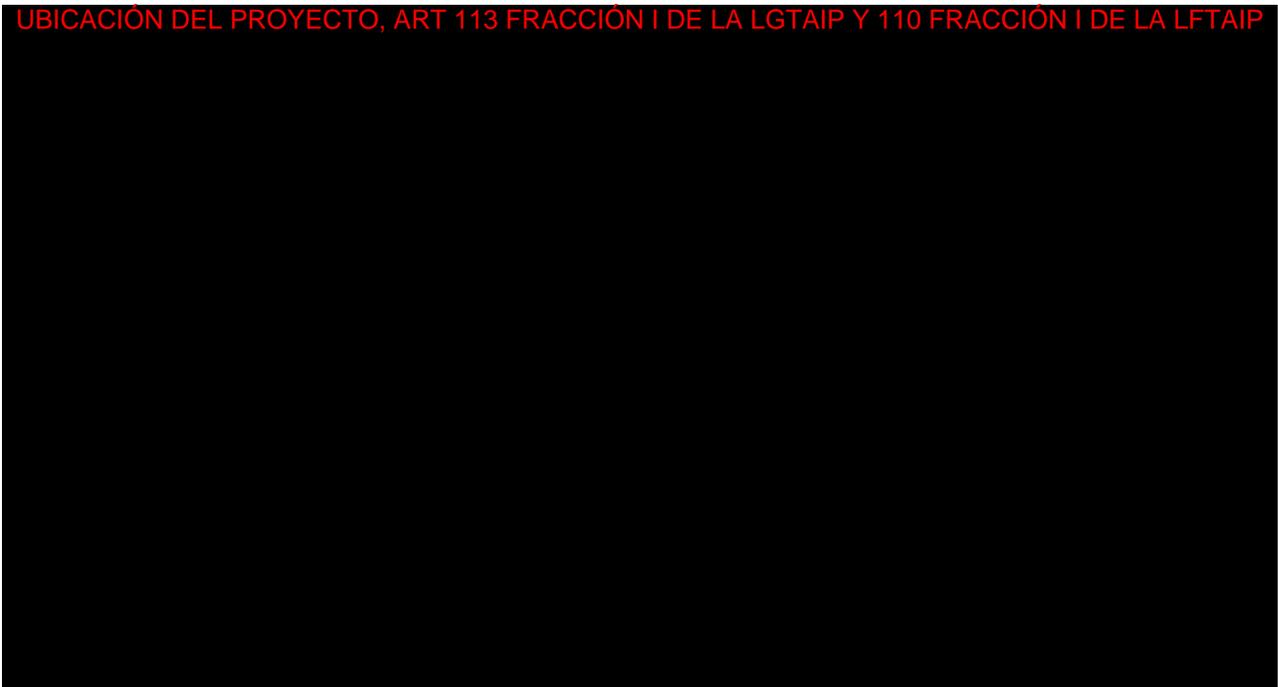
El diseño del proyecto se estableció de ésta forma, como posibles alternativas; sin embargo la operación del proyecto solo corresponderá a una de ellas. Es decir, estas no Operarán en ninguna circunstancia de manera conjunta.

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



*Figura 1.2. Rutas Interconexiones Cortázar*

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



#### **OBRA DE INTERCONEXIÓN JUVENTINO**

La ruta inicia en la obra de interconexión con el Ramal Salamanca, propiedad de Transcanada en la se contendrá dentro de las instalaciones superficiales de Gasoducto de Cortázar.

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



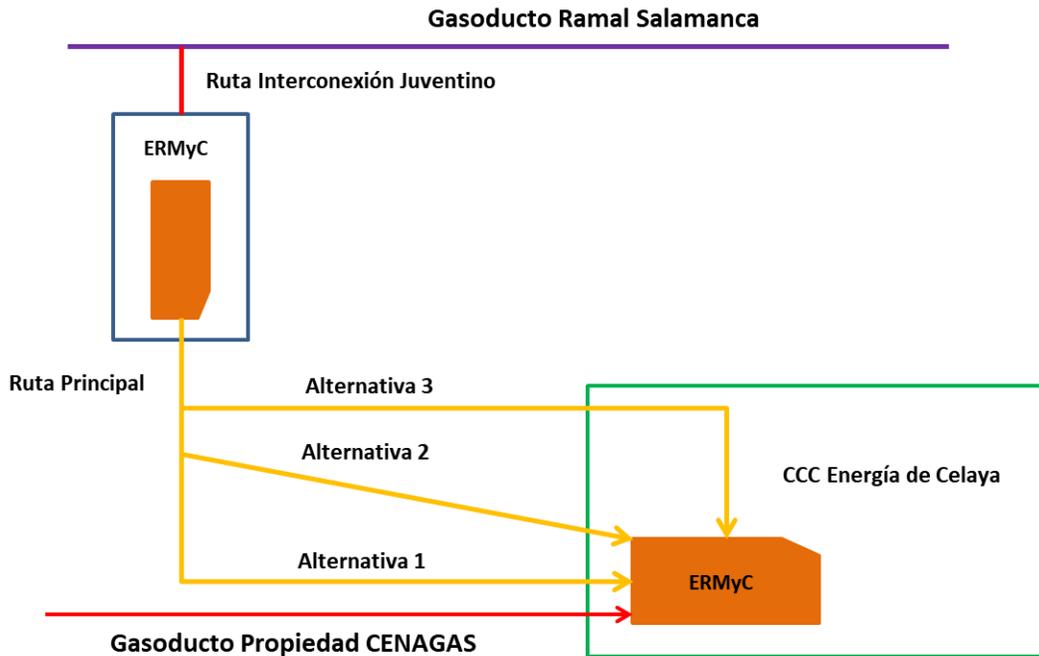


Figura 1.5 Esquema del punto de transferencia de custodia del GN.

Para efectos del proyecto se denominará los siguientes nombres referencia:

- Interconexión con el Gasoducto Ramal Salamanca se denomina como “Interconexión Juventino”.
- Interconexión con la estación de medición, regulación y control de gas (EMRyC) de ciclo combinado Energía de Celaya como “Interconexión Energía de Celaya”.

### Componentes del Gasoducto

Para la fabricación e instalación de la un gasoducto de 24” denominado “Gasoducto de Cortázar” con una longitud aproximada de 11 Km y que estará ubicado en las inmediaciones del Municipio de Santa Cruz de Juventino Rosas, Villagrán y Cortázar en el Estado de Guanajuato. Con una capacidad de transporte de gas natural de hasta 250 mmscfd, para alimentar una estación de ciclo combinado perteneciente a Energía de Celaya, S.A. de C.V.

Dicho gasoducto tendrá una provisión de Gas Natural mediante una interconexión al norte con el Gasoducto de 36” perteneciente a “TransCanada y una interconexión al sur con el gasoducto de 36” propiedad de CENAGAS.

Cada una de las estaciones de Medición denominadas “EMRyC Juventino” para la interconexión con Transcanada y “EMRyC Energía de Celaya” contará con al menos el siguiente equipamiento, sin que esto sea limitativo para llevar a cabo su correcta operación:

1. Sistema de Válvula de Corte de seguridad tipo SDV (Shut Down Valve)
2. Sistema de Filtración y Coalescencia

3. Arreglo de Tanque de Recepción de Condensados
4. Sistema de Medición con medidores Ultrasónicos para Transferencia de custodia, transmisores de presión y temperatura, con cumplimiento a las DACG's
5. Sistema de Control de Flujo de gas Natural
6. Sistema de Medición a través de Computador de Flujo para la determinación de las mediciones y registros históricos de consumos con validez para transferencia de custodia.
7. Sistema de comunicación Remota para envío de reportes de consumos y operación principal del estado de operación de las EMRyC a cada una de las entidades en suministro de gas natural.

Cabe señalar que se considera que los sistemas de medición y filtración antes mencionados serán diseñados en arreglo 1+1 o 2+1 (lo que después de una ingeniería comercial resulte más conveniente) para garantizar cuando menos una disponibilidad de las mediciones del 99.99%.

Por otro lado se confirma que también se contará con un sistema de análisis de Calidad de Gas compuesto cuando menos por; (1) Cromatógrafo de Gas con alcance hasta C9+, (1) Analizador de H<sub>2</sub>S y Azufre Total (con salida dual al mismo tiempo), (1) Analizador de Humedad y (1) Analizador de oxígeno; a ser instalado en la entrada del consumo de la planta de ciclo combinado para poder compartir estas mediciones para ambas EMRyC Juventino y energía de Celaya y con ello poder dar cumplimiento con las disposiciones de la NOM-001-SECRE-2010 de la CRE.

Por otro lado, el computador de Flujo en adición con la medición de Flujo, Presión Estática y Temperatura provistas por los respectivos transmisores, en la sección de Medición, realizará los cálculos de gasto y compensación por temperatura y presión del gas natural, de acuerdo con lo establecido en el reporte 7 del "American Gas Association" para medición de Gas Natural con medidores de flujo tipo salida de pulsos (Ultrasónico), así como en cumplimiento con el API 21.1 para transferencia de custodia.

#### *Estaciones de medición y control ("EMRyC")*

Se instalarán EMRyCs en 2 interconexiones, **(1)** Interconexión Juventino: esta interconexión se realizará mientras el ducto, "Ramal a Salamanca" propiedad de Transcanada se encuentran en construcción, por lo tanto, esta interconexión no requiere de un procedimiento "HOT TAPPING" y la EMRyC será unidireccional. **(2)** Interconexión Energía de Celaya: esta interconexión se realiza a través de bridas entre el Gasoducto de Cortázar, la Central Ciclo Combinado Energía de Celaya y el gasoducto propiedad de CENAGAS. La EMRyC será unidireccional.

#### *Estación Medición y Control Juventino (EMRyC Juventino)*

La interconexión con el gasoducto "Ramal a Salamanca" desarrollado por Transcanada se realizará mientras ambos proyectos se encuentran en fase de construcción, por lo tanto, no se requerirá del procedimiento "HOT TAPPING".

Esta interconexión tendrá la capacidad de recibir gas a una presión máxima de 1,440 psig aunque la presión normal de entrega se encuentre en los 650 psig. La capacidad de la interconexión es de 250 millones de pies cúbicos de gas natural (MMPCD).

La configuración Unidireccional de la EMRyC es la siguiente:

- Válvula de corte automática.
- EMRyC aislada eléctricamente con juntas monoblock de paso completo.
- La EMRyC cuenta con 5 Fases: (1) Fase de interconexión; (2) Fase de Separación de Liq.; (3) Fase de Filtrado y Medición; (4) Fase de Análisis; (5) Fase de Trampas.
- Fase de Interconexión, inicia en la interconexión con el gasoducto Ramal a Salamanca y contiene:
  - 1 junta monoblock de aislamiento eléctrico
  - 1 Transmisor de presión
  - 1 Transmisor de temperatura
  - 1 Válvula de bola de paso completo de actuación remota
- Fase de Separación de Liq., inicia en el extremo de la válvula de bola anterior y contiene:
  - Manifold de tubería entrada 24" con dos salidas de 16"
  - 2 separadores de líquidos (1 en operación y 1 para redundancia)
  - 1 Carrete de tubería "By-Pass" para mantenimiento de Separador de Líquidos.
  - 1 tanque de líquidos
  - 2 transmisores de presión diferencial
  - 2 transmisores de presión
  - 4 válvulas de corte de 16" (nom.)
  - Manifold de tubería de dos entradas de 16" y salida única de 24" (nominal)
- Fase de Filtrado y Medición, inicia en manifold anterior y contiene:
  - 2 patines de filtrado y medición. (1 en operación regular y 1 de redundancia)
  - Una válvula de corte en el inicio y fin de cada patín
  - Un filtro de cartucho para cada patín
  - Un linealizador de flujo para cada patín
  - Un medidor ultrasónico para transferencia de custodia por patín
  - Dos computadores de flujo (1 en operación regular y 1 de redundancia)
  - Transmisor de presión diferencial por filtro de cartucho
  - Transmisor de presión por patín
  - Transmisor de temperatura por patín
  - Manifold de tubería de siete entradas de 16" (nominal) y salida única de 24".
- Fase de Análisis, inicia en el manifold anterior y contiene:
  - Cromatógrafo C9+
  - Analizador de Humedad
  - Analizador de Ácido Sulfhídrico y Azufre total
  - Transmisor de Presión
  - Transmisor de Temperatura
- Fase de Trampas, contiene:
  - Trampa para envío de diablos de 30" x 24".
  - Tee especial para paso de diablos de 30" x 24".
  - 1 junta monoblock de aislamiento eléctrico
- Un Gabinete de Control con el sistema de UTR (1 en operación regular y 1 de redundancia), así mismo se encuentra el sistema de comunicación SCADA. 1 Router de comunicación y accesorios para la transmisión de datos.

La instalación eléctrica para la alimentación a la EMRyC será, con tubería conduit pared gruesa o ced. 40 con clasificación Clase 1 División 1. Para la alimentación de 110 Vca, a 60 Hz proveniente de la red eléctrica pública.

*Estación Medición y Control Energía de Celaya (EMRyC Energía de Celaya)*

La interconexión se realizará a través de bridas entre el Gasoducto de Cortázar, el gasoducto propiedad de CENAGAS y la Central Ciclo Combinado Energía de Celaya.

La configuración Unidireccional de la EMRyC es la siguiente:

- EMRyC aislada eléctricamente con juntas monoblock de paso completo.
- La EMRyC cuenta con 5 Fases: (1) Fase de interconexión; (2) Fase de Separación de Líq.; (3) Fase de Filtrado y Medición; (4) Fase de Análisis; (5) Fase de Trampas.
- Fase de Interconexión, inicia en la interconexión con el gasoducto El Castillo – Apaseo El Alto y contiene:
  - 1 junta monoblock de aislamiento eléctrico
  - 1 Transmisor de presión
  - 1 Transmisor de temperatura
  - 1 Válvula de bola de paso completo de actuación manual
- Fase de Separación de Líq., inicia en el extremo de la válvula de bola anterior y contiene:
  - Manifold de tubería entrada 24” con dos salidas de 18”
  - 1 separador de líquidos
  - 1 Carrete de tubería “By-Pass” para mantenimiento de Separador de Líquidos.
  - 1 tanque de líquidos
  - 1 transmisores de presión diferencial
  - 1 transmisor de presión
  - 4 válvulas de corte de 18” (nom.)
  - Manifold de tubería entrada doble de 24” y salida dos 10” (nominal)
- Fase de Filtrado y Medición, inicia en manifold anterior y contiene:
  - 2 patines de filtrado y medición. (1 “Hot” + 1 “Standby”)
  - Una válvula de corte en el inicio y fin de cada patín
  - Un filtro de cartucho para cada patín
  - Un linealizador de flujo para cada patín
  - Un medidor ultrasónico para transferencia de custodia por patín
  - Un computador de flujo (1)
  - Transmisor de presión diferencial por filtro de cartucho
  - Transmisor de presión por patín
  - Transmisor de temperatura por patín
  - Manifold de tubería entrada dos de 18” (nominal) y salida única de 24”.
- Fase de Análisis, inicia en el manifold anterior y contiene:
  - Cromatógrafo C9+
  - Analizador de Humedad
  - Analizador de Ácido Sulfhídrico y Azufre total
  - Transmisor de Presión
  - Transmisor de Temperatura
- Fase de Trampas, contiene:

- Trampa para envío de diablos de 30" x 24".
- Tee especial para paso de diablos de 30" x 24".
- 1 junta monoblock de aislamiento eléctrico
- La EMRyC también cuenta con una caseta de control, en esta caseta se encuentra una unidad de transmisión remota "Hot" y una en "Standby", así mismo se encuentra el sistema de comunicación SCADA. Esta caseta también contiene una estación de ingeniería, recepción de comunicación de las EMRyC Juventino y EMRyC Energía de Celaya.

### *Válvulas de Seccionamiento*

El propósito de las válvulas de bloqueo es permitir el aislamiento de diversos tramos del ducto a fin de minimizar el impacto al medio ambiente y brindar seguridad en caso de rupturas o de purgas programadas.

Se colocarán estaciones de válvulas de bloqueo de gas natural, a intervalos de 32 Km. como máximo en localizaciones de clase 1, de 24 Km. en localizaciones de clase 2 y de 16 Km. en localizaciones de clase 3, de acuerdo con la norma oficial mexicana NOM-007-ASEA-2016. Las válvulas de bloqueo serán soldadas en el sitio y ubicadas en zonas apropiadas con acceso adecuado. Se podrá requerir el uso de terrenos adicionales para las estaciones de válvulas de bloqueo cuando el ducto esté dentro de la zona de camino. Los sitios para válvulas de bloqueo se elegirán utilizando un conjunto de criterios que abarcan temas como el acceso, los niveles de inundación, la topografía, las líneas de energía eléctrica y la seguridad.

Los sitios de las estaciones serán nivelados en elevaciones de un metro sobre la zona de inundación, a fin de asegurar que las estaciones permanezcan fuera de la zona de inundación. Se tomarán las acciones necesarias y posibles para situar las válvulas de bloqueo en suelos estables y secos evitando zonas que requieran piloteado.

Todas las válvulas de bloqueo del ducto serán del tipo de paso total para permitir el paso de herramientas de inspección en línea, incluyendo diablos instrumentados y a la vez estarán conectadas a la tubería mediante soldadura. Toda válvula de bloqueo estará certificada a prueba de fuego y vendrá equipada con trabas que asegurarán la válvula en posición abierta o cerrada.

Las estaciones de válvulas de bloqueo contarán con salidas de venteo para purgas. Estas salidas de venteo serán dimensionadas para permitir la purga del tramo a presión atmosférica desde la presión máxima de trabajo, usando las dos estaciones de válvula de bloqueo en un razonable periodo de tiempo. Se instalarán silenciadores en el tubo vertical de ventilación si la magnitud del ruido del venteo excede el límite permitido en las estructuras residenciales cercanas.

Los montajes de tuberías de las estaciones de válvula de bloqueo serán equipados con conexiones para instrumentos que permitan la instalación de manómetros y otros instrumentos. Las conexiones contarán con válvulas de manera que los equipos puedan conectarse o desconectarse sin despresurizar el gasoducto.

Las válvulas de bloqueo, las válvulas de purga y los accesorios conexos serán especificados según la clasificación ANSI 600. La distribución del sitio deberá asegurar una separación adecuada entre la tubería subterránea y las estructuras sobre el suelo. Estas se diseñarán conforme a la norma API 6D.

Las válvulas de seccionamiento deberán contar con un diámetro interno suficiente para el paso de

diablos instrumentados y de limpieza. El sello de estas válvulas deberá ser suave para prevenir fugas de gas, el cuerpo de la válvula deberá ser atornillado para disminuir la probabilidad de elevados costos de mantenimiento y deben contar con un actuador integrado con el sistema Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA).

Las válvulas, además deben contar con sensor/transmisor de temperatura y presión, esto con la finalidad de tener un conocimiento de las condiciones de operación del sistema de gas.

El actuador de cada válvula debe ser determinado con respecto a las características del medio que rodea a cada válvula, en caso de existir una fuente confiable de suministro de electricidad, los actuadores se deben considerar eléctricos y en caso de no existir una fuente confiable de energía, se deberán considerar válvulas hidro/neumáticas utilizando el gas de transmisión como el fluido de potencia.

Las válvulas de seccionamiento se localizarán a lo largo del ducto con una distancia máxima dictada por las clases de localización del ducto y siguiendo la Norma oficial mexicana NOM-007-ASEA-2016. Las válvulas se instalarán bajo tierra, el vástago de apertura, y en su caso el actuador se localizará sobre la superficie. Estas se contendrán dentro de un límite físico, siendo esta una malla o muro de tabique.

Los materiales de las válvulas son:

- Cuerpo WCB A350 LF2
- Asientos: Devlon
- Vástago: AISI 4140 + ENP 0.00"
- Sellos de cuerpo: Viton AED + Grafito
- Sellos de vástago: Teflón + Viton AED + Grafito

Operación:

Las válvulas serán operadas por medio de actuador controlado por SCADA.

#### *Dispositivos de Seguridad*

- Válvulas de Seccionamiento  
Las válvulas de seccionamiento se instalarán a lo largo de la línea, el propósito de estas válvulas es cortar flujo de gas en caso de que exista un percance en el sistema. Así mismo se utilizarán para dar mantenimiento mayor a la línea en caso de ser necesario. La localización de las válvulas se apegará a la norma oficial mexicana NOM-007-ASEA-2016.
- Sensor/Transmisor de Presión  
Se instalará sensores/transmisores de presión en puntos clave del sistema de transporte para lograr detectar cambios de presión anormales. Estos sensores/Transmisores se encontrarán interconectados con el sistema SCADA y su señal será monitoreada desde el Centro de Control.
- Sensor/Transmisor de Temperatura  
Se instalará sensores/transmisores de presión en puntos clave del sistema de transporte para lograr detectar cambios de temperatura anormales. Estos sensores/Transmisores se encontrarán interconectados con el sistema SCADA y su señal será monitoreada desde el Centro de Control.
- Sistema SCADA

El sistema SCADA se diseñará para adquirir, monitorear y analizar en tiempo real los datos provenientes de los diferentes transmisores del sistema. El sistema SCADA será capaz de detectar cambios anormales.

#### *Control del Presión*

El control de presión máxima del ducto se realizará en las válvulas de corte en los extremos del sistema de transporte, estas válvulas están diseñadas para cortar el flujo de gas si la presión se eleva a **8,459.866 kPa (1,227 psig o 86.26 kg/cm<sup>2</sup>)** “Máxima Presión de Operación Permisible”. En el acuerdo de interconexión se buscará establecer presiones máximas por debajo de la presión de diseño de **9,928.451 kPa (1,440 psig o 101.242 Kg/cm<sup>2</sup>)** de los sistemas de transporte.

En caso de que exista un problema de alta presión del sistema se utilizarán las válvulas de seccionamiento para detener el flujo de gas y contener el problema de exceso de presión. Se colocarán transmisores de presión conectados en tiempo real al sistema SCADA en válvulas de seccionamiento para lograr detectar y localizar una anomalía en el menor tiempo posible.

Es importante mencionar que las válvulas de seccionamiento también contendrán un evento en el cual exista una caída de presión por fuga o accidente.

#### *Tipo de protección mecánica y catódica a utilizar*

##### **Arreglo General**

El sistema de protección a la corrosión está integrado por dos componentes mayores: El recubrimiento externo (Protección Mecánica) y la protección catódica.

##### **Protección Mecánica**

La protección anticorrosiva se efectuará mediante aplicación en fábrica de un recubrimiento externo sobre la superficie limpiada del ducto. El recubrimiento externo será un sistema epóxico ligado por fusión (FBE) aplicado de acuerdo con las normas aceptadas internacionalmente. Los empalmes en campo serán protegidos usando FBE aplicado en el campo o mangas contraídas por calor de polietileno. Cualquier daño o imperfección en el recubrimiento será detectado y reparado en campo antes de la instalación, empleando material compatible con el sistema de recubrimiento original.

Se aplicará recubrimiento protector adicional al ducto que vaya a ser instalado en cruces taladrados o perforados. Este recubrimiento adicional será diseñado de manera que impida la abrasión del recubrimiento protector primario del ducto durante el proceso de instalación en el espacio perforado.

También se instalará un recubrimiento de tipo apropiado sobre el recubrimiento protector anticorrosivo para asegurar una liga adecuada al aplicar concreto al ducto para los fines de proporcionar flotación negativa en cruces de ríos o pantanos o espejos de agua.

##### **Protección Catódica**

El recubrimiento protector externo será suplementado por un sistema de protección catódica diseñado de acuerdo con la Norma NACE RP-0169-92. Las características principales del sistema incluirán:

- Protección catódica interna que consistirá en ánodos sacrificables instalados durante la construcción del gasoducto en áreas con cierta resistividad de suelo inferior y en cruces

con otros ductos.

- Instalación de estaciones de cable de prueba a intervalos de aproximadamente 1.5 Km. y en cruces con otros ductos.
- Un sistema de corriente aplicada impulsado por rectificadores situados según se requiera.
- Aislamiento de ducto de línea para aislar el gasoducto principal del sistema de ductos aguas arriba y aguas abajo y de las instalaciones de centrales generadoras conectadas con las estaciones de medición.

El sistema comprende tanto de Rectificadores como ánodos enterrados. Estos serán instalados en sitios específicos basados en el estudio detallado que se llevará a cabo. El sistema de protección catódica considerará las condiciones de suelo, líneas eléctricas, estructuras de terceros y cualquier mitigación de corriente alterna que sea necesaria.

El diseño detallado también estudiará los efectos de líneas de transmisión de alto voltaje en paralelo, y se implantará un programa mitigador tal como los delineados en las normas NACE RP 0177-83 y CAN/CSA C22.3 No. 6-M91.

La ubicación de los componentes de rectificación y ánodos de sacrificio se determinará luego de un estudio detallado de resistividad de suelos.

#### *Estación superficial de trampas para envío/recibo de diablos*

Las estaciones superficiales que se utilizarán para acomodar las trampas para envío y recibo de diablos se ubicarán a lo largo del ducto dentro del derecho de vía. Estas se contendrán dentro de un límite físico, siendo esta una malla o muro de tabique.

Durante el condicionamiento del sistema de transporte, se instalarán trampas para envío y recibo de diablos temporales en las preparaciones de las estaciones superficiales.

#### *Centro de Control SCADA*

El centro de control se ubicará en Cortázar, Guanajuato. Este centro contendrá la conectividad necesaria para adquirir los datos del sistema de transporte en tiempo real, 2 estaciones de monitoreo, 1 estación de ingeniería, dos servidores para almacenamiento de datos, impresora a color, router y un sistema UPS para lograr mantener el sistema SCADA activo en caso de pérdida de electricidad.

#### *Oficinas de Operación y Mantenimiento*

Estas oficinas se ubicarán en la Estación de Medición y Control de Energía de Celaya. Estas oficinas contendrán las herramientas necesarias y refacciones necesarias para la operación y mantenimiento del sistema de transporte.

## **I.2. BASES DE DISEÑO**

Con base en lo anteriormente expuesto, el diseño del proyecto está orientado a observar la normativa de seguridad aplicable y vigente. Para tal efecto contará con los medios necesarios para emplearlos dentro de sus instalaciones. Así mismo, se hará especial énfasis en la protección y conservación del medio ambiente a lo largo de su vida útil. Cabe señalar que los criterios de diseño empleados en la ingeniería de detalle incluyen normas, estándares y especificaciones nacionales e internacionales, las cuales se señalan a continuación:

### **a) Normas oficiales mexicanas:**

- NOM-003-ASEA-2016, Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos.
- NOM-007-ASEA-2016, Transporte de gas natural, etano y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos.
- NOM-001- SEMARNAT 1996 Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales. Aclaración DOF 30 de abril de 1997.
- NOM-002-SEMARNAT-1996 Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales a los sistemas de alcantarillado urbano o municipal.
- NOM-007-ASEA- 2016 Transporte de Gas Natural.
- NOM-001-SECRE-2010 "Mexican Natural Gas Specification"

### **b) Regulaciones aplicables de Estados Unidos:**

#### **American Petroleum Institute (API):**

- Especificación API 5L "Specification for Line Pipe" (2010).
- Especificación API 6D "API Specification 5DP for Drill Pipe" (2007).
- Estándar API 1104 " Standard for Welding Pipelines" (2007).

#### **The American Society for Testing and Materials (ASTM):**

- ASTM: A 53 "Pipe Specifications" (2010).
- ASTM: A 106 " Pipe Specifications " (2010).
- ASTM: A 120 "Pipe Specifications" (2009)
- ASTM: A 333/A 333M " Pipe Specifications " (2011).
- ASTM: A 372/A 372M " Pipe Specifications " (2010).
- ASTM: A 381 " Pipe Specifications " (2005).
- ASTM: A 671 " Pipe Specifications " (2003).
- ASTM: A 672 "Pipe Specifications" (2009).
- ASTM: A 691 "Pipe Specifications" (2009).

#### **The American Society of Mechanical Engineers-ASME:**

- ASME/ANSI B16.1 "Standards of Pipes and Fittings" (2010).
- ASME/ANSI B16.5 "Standards of Pipes and Fittings" (1996).
- ASME/ANSI B 31G o B31G Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines (2009).
- ASME/ANSI B 31.8 "Gas Transmission and Distribution Piping Systems" (2010).
- Manufacturers Standardization Society of the Valve and Fitting Industry, Inc. (MSS):
- MSS SP-44 "Steel Pipe Line Flanges" (2006).
- MSS-SP-58 "Pipe Hangers & Supports" (2009).
- MSS-SP-75 "Specification for High-Test Wrought Butt Welding Fittings" (2008).
- National Fire Protection Association-NFPA:
- ANSI/NFPA 30 "Flammable and Combustible Liquids Code" (2003).
- ANSI/NFPA 70 "National Electrical Code" (2011).
- Code of Federal Regulations – Title 49, parts 190 a 192 (2013).

En el entendido de que la seguridad en un gasoducto debe ser un primer plano en el diseño y construcción, se han establecido diversas técnicas para asegurar la integridad de un sistema de transporte. La Comisión Reguladora de Energía (CRE) ha establecido normas y reglas que se deben seguir en el diseño de un sistema de transporte de gas natural. La norma en la cual se referencia este estudio es la NORMA Oficial Mexicana NOM-007-SECRE-2010, Transporte de gas natural, edición que cancela y sustituye a la NOM-007-SECRE-1999 con el mismo título.

### **Certificación de materiales**

Los materiales a utilizar serán materiales certificados y tendrán las siguientes características:

#### *Tubería principal*

Para este proyecto, se seleccionó tubería clasificación API 5L Grado X-70.

La selección de la tubería es bajo la norma API 5L en grado X-70. Las características particulares de este material son las siguientes:

Acero Grado API 5L	Factor de Diseño	Diámetro Nominal [in]	Diámetro Exterior [in]	Presión de Diseño Teórica [psig]	Espesor de Pared Mínima [in]	Espesor de Pared Comercial [in]	Presión de Diseño Real [psig]	MAOP [psig]	Presión de Diseño según API 5L [psig]
X-70	0.4	24	24	1480	0.634	0.625	1458	1458	3000

*Tubería de estaciones de medición, regulación y control.*

Acero Grado API 5L	Factor de Diseño	Diámetro Nominal [in]	Diámetro Exterior [in]	Presión de Diseño Teórica [psig]	Espesor de Pared Mínima [in]	Espesor de Pared Comercial [in]	Presión de Diseño Real [psig]	MAOP [psig]	Presión de Diseño según API 5L [psig]
X-65	0.4	10	10.75	1480	0.284	0.307	1719.2	1719	3000

### Presión de diseño del sistema

El ducto tendrá una **presión de diseño de 9,928.451 kPa (1,440 psig o 101.242 Kg/cm<sup>2</sup>)**, una presión de recibo en la interconexión Juventino con el Ramal a Salamanca de 4,481.592 kPa (650 psig o 45.699 Kg/cm<sup>2</sup>), y una presión aguas abajo de 3,723.168 kPa (540 psig o 37.965 Kg/cm<sup>2</sup>). La velocidad del gas dentro de la tubería se mantendrá por debajo de 20 metros cada segundo y la temperatura entre 10 y 50 grados centígrados. La presión de corte del sistema es **8,459.866 kPa (1,227 psig o 86.26 kg/cm<sup>2</sup>) “Máxima Presión de Operación Permisible”**.

### Recubrimientos a emplear

Toda zona de soldadura requiere limpieza y recubrimiento posterior a la terminación del ensayo llamado “no destructivo” en la sección I.4.2<sup>1</sup> se describe dicho procedimiento. La tubería viene con un pre-recubrimiento y recubrimiento de junta de soldadura empleando adhesión por fusión epóxico (FBE), mismos que serán verificados eléctricamente para determinar si hay daños o defectos en el recubrimiento. Las reparaciones se realizarán según sea necesario mientras la tubería aún se encuentre sobre los polines.

La inspección de la Supervisión de la obra controlará que:

- Las soldaduras sean limpiadas correctamente previo al recubrimiento;
- Se usen temperaturas de precalentado y procedimientos correctos de aplicación.
- Los detectores de fallas en el recubrimiento estén correctamente calibrados;
- Los recubrimientos de las uniones en base a adhesión por fusión epóxica cumplan con las especificaciones de espesor mínimos, y
- Los datos de la soldadura y los números de los soldadores estén registrados previo al recubrimiento de las soldaduras.

### Protección catódica

La protección catódica y las instalaciones de mitigación de efectos de corriente alterna (CA), incluyendo los cables de prueba, los ánodos de sacrificio y los lechos anódicos con conexión a los rectificadores y al gasoducto, serán instalados al final de las operaciones de terminación de las

<sup>1</sup> El ensayo no destructivo referido se describe en la sección I.4.2 del presente estudio.

conexiones. Normalmente las conexiones de los conductores a la tubería serán realizadas por la cuadrilla de conexión mediante uso de un proceso de soldadura térmica.

#### *Reducción de corriente alterna (CA) inducida por alto voltaje*

Se diseñarán medidas de reducción para evitar los peligros relacionados con:

- El acoplamiento electrostático (capacitivo)
- El acoplamiento electromagnético
- El acoplamiento resistivo (condición de falla)

El diseño del sistema de reducción será hecho de conformidad NACE RP0177-95 y al estándar canadiense CAN/CSA-C22.3No: 6-M91.

#### *Medidas de reducción*

La reducción de la corriente alterna será provista mediante los siguientes elementos y equipos:

- Alambres de control de gradiente
- Rejillas de control de gradiente
- Aislador/protector contra la alta tensión
- Tablero tipo “frente muerto” para estaciones de pruebas de protección catódica
- Otros

A continuación, se describen las funciones y características de cada técnica de reducción.

#### *Varillas de control gradiente*

Función: En localizaciones donde están instalados, los alambres de control de gradiente cumplen la siguiente función:

- Disminuyen el voltaje de esfuerzo del recubrimiento durante condiciones de falla que, de lo contrario, podrían ocasionar daños al recubrimiento y posiblemente, a la tubería de acero, a raíz de la formación de arcos a través de los puntos o poros sin recubrir. El recubrimiento dañado puede acelerar la corrosión. Investigaciones recientes en Europa demostraron que puede ocurrir corrosión por corriente alterna en ductos con el recubrimiento dañado, de una manera que no se logra detectar mediante mediciones de los potenciales de corriente continua, realizadas empleando pruebas de protección catódica estándar, y que, por lo tanto, representan una amenaza para la integridad de cualquier ducto, aún el más detenidamente controlado.
- Disminuyen los potenciales del ducto y de los voltajes de contacto, tanto en los accesorios expuestos como en los tramos del ducto no expuestos. Esta disminución a su vez reduce el riesgo en la seguridad del personal de operación y del público en general.
- Proveen protección catódica durante la construcción, al actuar como ánodos de sacrificio.

El alambre del sistema de control de gradiente posee, en una sección transversal en forma de diamante de 1.27 cm x 1.43 cm, formado por conductores anódicos de Zinc en espiral, enterrados

de manera paralela al gasoducto y conectados a éste mediante conductores forrados de cobre de 4/0. La reducción será provista a través de un conductor de Zinc sencillo o doble enterrado al fondo de la zanja del ducto y desplazado lateralmente, alejándose de los costados del ducto más cercano a las líneas de transmisión, a una distancia de 20 cm o más. El conductor de Zinc estará cubierto con el relleno de menor resistencia disponible.

Se establecerán conexiones regulares entre el conductor de Zinc y el gasoducto mediante conductores de cobre de 4/0 forrados, a intervalos que varían desde 50 m, hasta 333 m, según la resistencia del suelo. Se requieren conexiones más frecuentes en suelos de menor resistencia eléctrica.

El modelado computarizado detallado de la red del ducto/líneas de transmisión podría demostrar que no se requiere un alambre continuo en algunas de las ubicaciones de baja resistencia eléctrica del suelo, en particular si la capa inferior de resistencia es similar a los datos de resistencia eléctrica del suelo superficial, actualmente disponibles.

#### *Rejillas de control de gradiente*

Función: Las rejillas de control de gradiente elevan y emparejan los potenciales de tierra, cercanos a un accesorio del ducto ubicado sobre el suelo y expuesto, de tal manera que el potencial de contacto y la tensión de paso sean aceptables en esta ubicación, durante las condiciones de carga normal y las fallas del sistema de energía eléctrica.

Las instalaciones necesarias sobre el suelo, donde es posible tomar contacto con metal desnudo, son las válvulas principales de bloqueo y las estaciones de válvulas, las estaciones de compresión, las estaciones de medición y las trampas lanzadoras y receptoras de diablos. Los cercos pertenecientes a estos sitios también requieren protección y mantenimiento del señalamiento necesario.

La rejilla de control de gradiente típica consiste en una malla rectangular o un espiral de alambres desnudos enterrados a poca profundidad a través de toda la zona, donde sea posible que el personal de operación o el público en general tome contacto con los accesorios metálicos del ducto. Se puede emplear el mismo cable de Zinc que el utilizado para los alambres de control de gradiente. Toda conexión deberá estar soldada y deberán hacerse dos conexiones como mínimo a cada accesorio. El espaciado del conductor (es decir, el tamaño de la malla) varía según la estructura del suelo y los niveles de interferencia, pero puede ser de 500 mm o menos, en particular para rejillas pequeñas (como podría requerirse en un sitio de válvulas).

Generalmente se requiere en la superficie una capa de grava lavada o de piedra triturada (Ej. de un diámetro de 100 mm) o con piedras de diámetro mínimo de 15 mm, sobre el sitio. Cuando la tensión en escalón sea excesiva y lo requiera, esta capa deberá extenderse más allá del perímetro de la rejilla.

#### *Aislador / protector contra la sobre carga eléctrica*

Pueden establecerse diferencias de potencial considerables a lo largo de las uniones aisladoras en un ducto sometido a interferencia de corriente alterna. Durante las condiciones de carga normales

en el sistema de energía eléctrica estas diferencias pueden representar un peligro de golpes eléctricos. Asimismo, pueden ocurrir posibles daños a la unión durante las condiciones de falla, producto de una descarga eléctrica disruptiva.

Se instalarán uniones monolíticas de aislamiento, completamente soldadas al gasoducto, para separar al mismo de las estaciones de compresión y de las estaciones de medición de recepción y de entrega. Tales uniones aisladoras contarán con protectores contra la sobre tensión eléctrica.

Un aislador/protector contra la sobre tensión eléctrica que pone en derivación a una unión aisladora permite el flujo de corriente alterna en todo momento, evitando así los picos de voltaje en la unión y a la vez bloqueando el flujo de corriente continua, manteniendo un rendimiento normal del sistema de protección catódica. Asimismo, el aislador/protector contra la sobre tensión eléctrica está diseñado para proteger la unión de las descargas eléctricas naturales como las que resultan de los rayos. Hay dispositivos de estado sólido disponibles que cumplen esta función y que requieren poco mantenimiento. Cuando los niveles de interferencia son significativos se requiere de una unidad por cada unión aisladora.

#### *Construcción tipo terminal de los sitios de ensayo de protección catódica*

En el artículo 5.4.4 de la norma RP0177-95 de NACE (ha sido sustituida por la NACE SPO177-2007) se dispone lo siguiente:

*“Las estaciones de prueba para los sistemas de protección catódica sobre estructuras que pueden estar sujetas a potenciales de corriente alterna contarán con una construcción tipo terminal para reducir la posibilidad de tomar contacto con los cables de prueba electrizados. Las estaciones de prueba que utilizan tubería de metal para soporte deberán contar con tableros terminales”.*

La construcción de fachada se define como:

*“Un tipo de construcción en el que los componentes electrizados están empotrados o cubiertos, evitando así la posibilidad de tomar contacto accidental con elementos que tengan potenciales eléctricos.”*

#### *Medidas de reducción adicionales*

Función y descripción. A continuación, se presentan medidas de reducción adicionales que podrían requerirse:

- La remoción o la reubicación de contrapesos enterrados (es decir, conductores desnudos, horizontales, de conexión a tierra relacionados con torres o postes de líneas de transmisión) que se encuentren demasiado cerca del ducto propuesto, a fin de prevenir la formación de arcos y voltajes excesivos de esfuerzo al recubrimiento. Actualmente no hay datos disponibles con respecto a la presencia de contrapesos.
- La especificación del uso varillas de baja impedancia de conexión a tierra, en líneas de transmisión nuevas. Los cables de pararrayos pueden reducir los niveles en un ducto

cercano de manera significativa, en particular durante condiciones de falla, principalmente al distribuir las corrientes de falla entre varias estructuras adyacentes. Como resultado, solamente una fracción del total de la corriente de falla es inyectada a tierra por la estructura fallada y en algunos casos esta medida puede eliminar completamente la probabilidad de la formación de un arco de electricidad. La presencia de cables de pararrayos es particularmente importante en ubicaciones donde los niveles de interferencia conductiva son altos (es decir, en zonas de alta resistividad del suelo, a lo largo de líneas de transmisión de alta tensión, en ubicaciones donde el ducto esté situado particularmente cerca de las estructuras de líneas de transmisión y en ubicaciones donde una capa de baja resistividad del suelo tenga una capa subyacente de mayor resistividad).

- Las conexiones del ducto propuesto al gasoducto existente que se encuentra fuera de servicio en ubicaciones estratégicas, a fin de reducir los esfuerzos de voltaje sobre el recubrimiento del ducto propuesto. La necesidad de tales conexiones y la frecuencia de éstas dependerá del estado del recubrimiento del ducto existente, la estructura del suelo, y los niveles de interferencia. Los aisladores/protectores contra sobre tensiones eléctricas en serie con las interconexiones podrían ser deseables a fin de prevenir que el ducto existente disminuya la efectividad del sistema de protección catódica sobre el ducto propuesto.
- De estimarse conveniente, se dispondrán tramos aislados de corriente en el diseño del gasoducto, a fin de proveer un control a futuro de la corriente alterna captada por el ducto.
- Los vínculos con estructuras de terceros incluirán el uso de celdas de polarización o de sistemas de conexión metálica a tierra según lo requieran las condiciones específicas del sitio y serán dimensionadas de manera apropiada para el máximo flujo de corriente previsto.

### **Ubicación de las válvulas de seguridad, corte, seccionamiento, venteo y control**

En cumplimiento con los requerimientos y prácticas internacionales, las válvulas de seccionamiento se encontrarán localizadas de tal manera que cualquier punto de la tubería este a menos de 4 kilómetros de una válvula de seccionamiento. Adicionalmente las válvulas se ubicarán de tal manera que:

- a) Localizarse en lugares accesibles, pero protegidas de manipulaciones y daños provocados por terceros;
- b) Estar soportadas adecuadamente para evitar asentamiento o movimiento del tubo al cual están unidas;
- c) Los tramos de tubería que se encuentren entre válvulas deben tener una válvula con una capacidad de desfogue que permita que la tubería sea desfogada de acuerdo con las necesidades del sistema de transporte;
- d) El desfogue de la válvula se debe dirigir de tal manera que el gas natural pueda ser liberado a la atmósfera sin peligro, y
- e) Si el ducto se encuentra adyacente a una línea de transmisión eléctrica, el desfogue se debe situar a una distancia igual o superior a la distancia mínima de seguridad de acuerdo con el estudio de riesgo.

Las ubicaciones seleccionadas para las válvulas de seccionamiento son las siguientes:

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

Con las ubicaciones seleccionadas se consiguen las siguientes características:

- Locación de fácil acceso por carreteras.
- Locación lejos de líneas de transmisión de electricidad de alta tensión.
- La distancia entre las válvulas sobre la ruta del gasoducto es de 4600 metros aproximadamente, quedando por debajo de los 8,000 metros reglamentarios.

Dada la longitud del gasoducto, las trampas de diablos se encontrarán únicamente en la EMRyC Juventino y en la EMRyC Celaya. EL trayecto entre la interconexión CENAGAS y Energía de Celaya, no cuenta con trampas de diablos dado que la tubería tiene menos de 500 metros de longitud.

Componente	Locación
Trampa de envío de diablos	EMRyC Juventino
Trampa de recibo de diablos	EMRyC Celaya

### Infraestructura requerida para la operación del ducto

#### Interconexiones

Se realizarán 3 interconexiones, **(1)** Interconexión Juventino: esta interconexión se realizará mientras el ductos, “Ramal a Salamanca” propiedad de Transcanada se encuentran en construcción, por lo tanto, esta interconexión no requiere de un procedimiento “HOT TAPPING” y la EMRyC será unidireccional. **(2)** Interconexión Energía de Celaya: esta interconexión se realiza a través de bridas entre el Gasoducto de Cortázar y la Central Ciclo Combinado Energía de Celaya y la EMRyC será unidireccional. **(3)** Interconexión con el ducto de CENAGAS.

#### Interconexión Juventino

La interconexión con el gasoducto “Ramal a Salamanca” desarrollado por Transcanada se realizará mientras ambos proyectos se encuentran en fase de construcción, por lo tanto, no se requerirá del procedimiento “HOT TAPPING”.

Esta interconexión tendrá la capacidad de recibir gas a una presión máxima de 1440 psig aunque la presión normal de entrega se encuentre en los 650 psig. La capacidad de la interconexión es de 250 millones de pies cúbicos de gas natural (MMPCD).

La configuración Unidireccional de la EMRyC es la siguiente:

- Válvula de corte automática.

- EMRyC aislada eléctricamente con juntas monoblock de paso completo.
- La EMRyC cuenta con 5 Fases: (1) Fase de interconexión; (2) Fase de Separación de Liq.; (3) Fase de Filtrado y Medición; (4) Fase de Análisis; (5) Fase de Trampas.
- Fase de Interconexión, inicia en la interconexión con el gasoducto Ramal a Salamanca y contiene:
  - 1 junta monoblock de aislamiento eléctrico
  - 1 Transmisor de presión
  - 1 Transmisor de temperatura
  - 1 Válvula de bola de paso completo de actuación remota
- Fase de Separación de Liq., inicia en el extremo de la válvula de bola anterior y contiene:
  - Manifold de tubería entrada 24" con dos salidas de 12"
  - 2 separadores de líquidos (1 en operación y 1 para redundancia)
  - 1 Carrete de tubería "By-Pass" para mantenimiento de Separador de Líquidos.
  - 1 tanque de líquidos
  - 2 transmisores de presión diferencial
  - 2 transmisor de presión
  - 4 válvulas de corte de 12" (nom.)
  - Manifold de tubería de dos entradas de 12" y salida única de 24" (nominal)
- Fase de Filtrado y Medición, inicia en manifold anterior y contiene:
  - 2 patines de filtrado y medición. (1 en operación regular y 1 de redundancia)
  - Una válvula de corte en el inicio y fin de cada patín
  - Un filtro de cartucho para cada patín
  - Un linealizador de flujo para cada patín
  - Un medidor ultrasónico para transferencia de custodia por patín
  - Dos computadores de flujo (1 en operación regular y 1 de redundancia)
  - Transmisor de presión diferencial por filtro de cartucho
  - Transmisor de presión por patín
  - Transmisor de temperatura por patín
  - Manifold de tubería de siete entradas de 10" (nominal) y salida única de 24".
- Fase de Análisis, inicia en el manifold anterior y contiene:
  - Cromatógrafo C9+
  - Analizador de Humedad
  - Analizador de Ácido Sulfhídrico y Azufre total
  - Transmisor de Presión
  - Transmisor de Temperatura
- Fase de Trampas, contiene:
  - Trampa para envío de diablos de 30" x 24".
  - Tee especial para paso de diablos de 30" x 24".
  - 1 junta monoblock de aislamiento eléctrico
- Un Gabinete de Control con el sistema de UTR (1 en operación regular y 1 de redundancia), así mismo se encuentra el sistema de comunicación SCADA. 1 Router de comunicación y accesorios para la transmisión de datos.
- La instalación eléctrica para la alimentación a la EMRyC será, con tubería conduit pared gruesa o ced. 40 con clasificación Clase 1 División 1. Para la alimentación de 110 Vca, a 60 Hz proveniente de la red eléctrica pública.

### *Interconexión Energía de Celaya*

La interconexión con la central Ciclo Combinado Energía de Celaya se realizará mientras ambos proyectos se encuentran en fase de construcción. La interconexión se realizará por medio de una válvula de corte y una brida. La interconexión se localiza dentro del predio propiedad de la central de generación CC Energía de Celaya.

Esta interconexión tendrá la capacidad de recibir gas a una presión máxima de 1440 psig aunque la presión normal de entrega se encuentre en los 540 psig. La capacidad de la interconexión es de 250 millones de pies cúbicos de gas natural (MMPCD).

La configuración de la obra de Interconexión es la siguiente:

- EMRyC aislada eléctricamente con juntas monoblock de paso completo.
- Una válvula de corte de acción automática.

La instalación eléctrica para la alimentación a la Interconexión será, con tubería conduit pared gruesa o ced. 40 con clasificación Clase 1 División 1. Para la alimentación de 110 Vca, a 60 Hz proveniente de la red eléctrica pública

La configuración unidireccional de la EMRyC es la siguiente:

- EMRyC aislada eléctricamente con juntas monoblock de paso completo.
- La EMRyC cuenta con 5 Fases: (1) Fase de interconexión; (2) Fase de Separación de Liq.; (3) Fase de Filtrado y Medición; (4) Fase de Análisis; (5) Fase de Trampas.
- Fase de Interconexión, inicia en la interconexión con el gasoducto Apaseo El Alto – El Salto y contiene:
  - 1 junta monoblock de aislamiento eléctrico
  - 1 Transmisor de presión
  - 1 Transmisor de temperatura
  - 1 Válvula de bola de paso completo de actuación manual
- Fase de Separación de Liq., inicia en el extremo de la válvula de bola anterior y contiene:
  - Manifold de tubería entrada 24” con dos salidas de 14”
  - 1 separador de líquidos
  - 1 Carrete de tubería “By-Pass” para mantenimiento de Separador de Líquidos.
  - 1 tanque de líquidos
  - 1 transmisores de presión diferencial
  - 1 transmisor de presión
  - 4 válvulas de corte de 10” (nom.)
  - Manifold de tubería entrada doble de 24” y salida dos 10” (nominal)
- Fase de Filtrado y Medición, inicia en manifold anterior y contiene:
  - 2 patines de filtrado y medición. (1 “Hot” + 1 “Standby”)
  - Una válvula de corte en el inicio y fin de cada patín
  - Un filtro de cartucho para cada patín
  - Un linealizador de flujo para cada patín
  - Un medidor ultrasónico para transferencia de custodia por patín

- Un computadores de flujo (1)
- Transmisor de presión diferencial por filtro de cartucho
- Transmisor de presión por patín
- Transmisor de temperatura por patín
- Manifold de tubería entrada dos de 10" (nominal) y salida única de 24".
- Fase de Análisis, inicia en el manifold anterior y contiene:
  - Cromatógrafo C9+
  - Analizador de Humedad
  - Analizador de Ácido Sulfhídrico y Azufre total
  - Transmisor de Presión
  - Transmisor de Temperatura
- Fase de Trampas, contiene:
  - Trampa para envío de diablos de 30" x 24".
  - Tee especial para paso de diablos de 30" x 24".
  - 1 junta monoblock de aislamiento eléctrico
- La EMRyC también cuenta con una caseta de control, en esta caseta se encuentra una unidad de transmisión remota "Hot" y una en "Standby", así mismo se encuentra el sistema de comunicación SCADA. Esta caseta también contiene una estación de ingeniería, recepción de comunicación de las EMRyC Juventino y EMRyC Energía de Celaya.
- La EMRyC Energía de Celaya, recibirá también el GN proveniente de la interconexión con el gasoducto propiedad de CENAGAS, a razón de 250 millones de pies cúbicos diarios.

#### Sistema SCADA

El sistema SCADA tendrá las siguientes capacidades:

Elemento	Capacidad
Interconexión Juventino	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Controlar el corte o apertura de gas a partir de la interconexión.</li> <li>● Sensar la posición de válvulas</li> <li>● Sensar la presión diferencia de los separadores y filtros</li> <li>● Recibir datos de calidad de gas</li> <li>● Sensar paso de diablos</li> </ul>
Interconexión Energía de Celaya	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Recibir señal de la EMRyC de la Ciclo Combinado</li> </ul>
Válvulas de seccionamiento	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Controlar el corte o apertura de gas a partir de la interconexión.</li> <li>● Sensar la posición de válvulas</li> <li>● Sensar la presión diferencia de las tuberías de divide.</li> </ul>
Cuarto de control	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Recibir y almacenar todas las señales producidas por el sistema de transporte.</li> <li>● Controlar cualquier componente motorizado.</li> <li>● Visualizar todas las señales producidas por el software y hardware.</li> <li>● Desarrollar código y modificar parámetros del sistema SCADA.</li> </ul> <p>El cuarto de control contendrá al menos lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 1 Router de comunicación entrante</li> <li>● 1 Router LAN para comunicación interna</li> <li>● 1 Servidor "HOT"</li> </ul>

Elemento	Capacidad
	<ul style="list-style-type: none"> <li>1 Servidor "STANDBY"</li> <li>1 Estación de operación SCADA</li> <li>1 Estación de ingeniería SCADA</li> </ul>

### I.3. HOJAS DE SEGURIDAD

Con el objetivo de dar cumplimiento al punto 9 de la Norma Oficial Mexicana NOM-018-STPS-2015 (Sistema armonizado para la identificación y comunicación de peligros y riesgos por sustancias químicas peligrosas en los centros de trabajo.), en el **Anexo III**, se incluyen las Hojas de Datos de Seguridad de las principales sustancias químicas peligrosas manejadas en el gasoducto Cortázar, las cuales incluyen:

- Gas Natural (Metano)

### I.4. CONDICIONES DE OPERACIÓN

#### I.4.1. Operación

##### Capacidad de flujo

El requerimiento de capacidad del sistema de transporte es de **7.08 millones de metros cúbicos por día (250 millones de pies cúbicos de gas natural por día)**:

- A. "Ramal a Salamanca" (TRANSCANADA), la cantidad (de 7.08 millones de metros cúbicos por día (250 millones de pies cúbicos de gas natural por día), y calidad será medida por instalaciones propiedad de Gasoducto de Cortázar en la "EMRyC Juventino", **Gas Natural**

El gas natural considerado para este estudio contiene la siguiente composición.

Propiedad	Unidades	Valor
Metano (CH4)-Min	%vol.	84.00
Oxígeno (O2)-Max	%vol.	0.20
Bióxido de Carbono (CO2) – Max	%vol.	3.00
Nitrógeno (N2)-Max	%vol.	4.00
Nitrógeno, variación máxima diaria	%vol.	+1.5
Total de inertes (CO2 y N2)-Max	%vol.	4.00
Etanol -Max	%vol.	11.00
Temperatura de rocío de hidrocarburos –	K	271.15

Propiedad	Unidades	Valor
Max		
Humedad (H2O) -Max	mg/m3	110.00
Poder Calorífico Superior -Min	MJ/m3	37.30
Poder Calorífico Superior -Max	MJ/m3	43.60
Índice Wobbe -Min	MJ/m3	48.20
Índice Wobbe -Max	MJ/m3	53.20
Índice Wobbe -Variación máxima diaria	%	+5
Ácido sulfhídrico (H2S) -Max	mg/m3	6.00
Azufre total (S) -Max	mg/m3	150.00

## **Tubería**

La tubería operará entre las presiones 673 a 540 psig y entre las velocidades de gas en el interior de 12.6 y 0 m/s.

### **I.4.2. Pruebas de verificación**

En las pruebas de verificación se tomarán en cuenta todos los aspectos claves de la instalación de los equipos, los cuales estarán incluidos en las recomendaciones del fabricante y serán los correspondientes a las especificaciones aprobadas en el diseño. Una calificación de instalación incluirá al menos los siguientes aspectos:

- Verificación de cumplimiento de especificaciones.
- Verificación de las condiciones de instalación.
- Verificación de la correcta instalación.
- Historial del ducto.
- Información del fabricante.
- Especificaciones de diseño del ducto.
- Información de la orden de compra.
- Especificaciones del ducto.
- Información del mantenimiento predictivo y preventivo.

La lista de insumos que utilizará el sistema de transporte de gas para su operación o mantenimiento deberá considerar:

- Características de los sistemas de control y de monitoreo.
- Calibración.
- Mantenimiento predictivo y preventivo. Equipos y materiales.
- Listado de repuestos.
- Descripción del equipo auxiliar.
- Planos de instalación.
- Calibración de instrumentos.
- Desarrollo de la documentación involucrada.

- Descripción del equipo y de su capacidad de trabajo.

**Calificación operacional.** Se refiere a la verificación que demuestra que los equipos funcionan en la forma esperada y son capaces de operar satisfactoriamente sobre todo el rango de los parámetros operacionales para los que han sido diseñados. En las especificaciones técnicas de los equipos e instrumentación se solicita que el proveedor realice pruebas (*Factory Acceptance Test*) FAT y (*Site Acceptance Test*) SAT proporcionado sus respectivos reportes.

**Calificación de desempeño.** Se refiere a la efectividad y reproducibilidad del proceso, bajo dos tipos de condiciones: la primera, en relación a las condiciones normales de operación y la segunda, bajo los límites de operación.

**Pruebas de integridad mecánica.** Se refieren a todos los esfuerzos enfocados en asegurar que la integridad de los sistemas que contengan fluidos peligrosos sea mantenida durante la vida útil de las instalaciones, desde la fase de diseño, de fabricación, de instalación, de construcción, de operación y de mantenimiento para garantizar la protección al personal, a la comunidad, al medio ambiente y a las instalaciones. Durante la construcción, todo este proceso será revisado, verificado y aprobado por una Unidad de Verificación.

Los elementos que conforman o componen la integridad mecánica en las instalaciones de proceso son los siguientes:

- Aseguramiento de la calidad de equipos.
- Inspección y pruebas.
- Procedimientos de mantenimiento predictivo y preventivo.
- Capacitación en mantenimiento predictivo y preventivo.
- Control de Calidad de los materiales de mantenimiento predictivo y preventivo y partes de repuesto.
- Ingeniería de confiabilidad.
- Reparaciones y modificaciones.
- Auditorías.

A continuación, se presenta la descripción de pruebas e inspecciones que se realizarán durante la fabricación, instalación y operación de ducto:

### **Pruebas no destructivas**

Las pruebas no destructivas son técnicas de inspección que se utilizan para la detección y evaluación de las posibles discontinuidades que puedan existir, tanto en la superficie, como en el interior de los materiales metálicos (placa rolada, material forjado, piezas de fundición, soldadura, etc.) que serán empleados en la fabricación de la tubería, dado que al aplicarlas, los materiales no se destruyen ni se ven afectados en sus propiedades físicas, químicas, mecánicas y/o características dimensionales. Durante la construcción, todo este proceso será revisado, verificado y aprobado por la Unidad de Verificación.

Las principales aplicaciones de las pruebas no destructivas las encontramos en los siguientes

aspectos:

1. Detección de discontinuidades (internas y superficiales).
2. Determinación de composición química.
3. Detección de fugas.
4. Medición de espesores y monitoreo de corrosión.
5. Adherencia entre materiales.
6. Inspección de uniones soldadas.

Las pruebas no destructivas son sumamente importantes en el continuo desarrollo industrial. Gracias a ellas, es posible, por ejemplo, determinar la presencia de defectos en los materiales o en las soldaduras de tuberías, en los cuales una falla catastrófica puede representar grandes pérdidas en dinero, en vidas humanas y en daño al medio ambiente.

Las principales pruebas no destructivas que se utilizaran en el proyecto se muestran a continuación:

### **Pruebas Radiográficas**

Para el procedimiento de radiografiado el contratista incluirá la película y los químicos para revelar la película que se utilicen, las pantallas, la intensidad de la fuente y los tiempos de exposición. El contratista se encargará de aplicar los procedimientos de manejo de materiales y residuos peligrosos generados, por lo que contará con los registros para la disposición final.

El personal que tenga a su cargo la inspección radiográfica estará debidamente acreditado, para realizar en óptimas condiciones el trabajo encomendado. La aptitud y conocimientos generales deberán ajustarse a los lineamientos generales que recomienda ASNT-TC 1a, de la Sociedad Americana de Pruebas No Destructivas. El personal debe cumplir con las indicaciones que señale la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias (C.N.S.N.S). La compañía de inspección radiográfica proporcionará a cada una de sus unidades el equipo necesario y el material suficiente para la ejecución de los trabajos.

El procedimiento radiográfico desarrollado por el contratista de inspección radiográfica producirá radiografías aceptables sobre cada diámetro y espesor de pared de tubería en el proyecto.

Las compañías de inspección radiográfica cumplirán los requisitos que señale la licencia para uso y posesión de material radioactivo emitida por la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias (CNSNS), contarán con dosímetros y monitores detectores de radiación que permitan resolver cualquier situación de emergencia, los cuales deberán estar calibrados, anexando el certificado vigente de calibración. El trabajo se debe considerar con las precauciones necesarias para el personal que participe en el proyecto no reciban daño alguno por radiación y para los efectos se colocaran las señales reglamentarias y en lugares visibles, de tal manera que delimiten el área de trabajo considerando una circunferencia de 15 m de radio como mínimo, a partir del punto de aplicación.

Durante la construcción, todo este proceso será revisado, verificado y aprobado por la Unidad de Verificación.

### **Protección mecánica**

La tubería será recubierta utilizando la especificación TGF-3 de la Asociación Nacional de Aplicadores de recubrimientos de tubería (*National Associated of Pipe Coating Applicators*) y la NFR-026-PEMEX-2001, dicho recubrimiento será aplicado en la planta del fabricante. Se aplicará el recubrimiento de polietileno extruido tricapa.

Con el objeto de aumentar la seguridad durante la operación del ducto y de aumentar la vida útil del mismo, se debe evitar la corrosión externa de la tubería. Para evitar la corrosión interna se debe asegurar que el gas no contenga agua o elementos corrosivos.

La corrosión externa se debe principalmente al efecto corrosivo producido por el contacto de un metal con el suelo. Al producirse dicho contacto se establece espontáneamente una corriente eléctrica entre el metal y el suelo, la que provoca una migración de átomos del metal hacia el terreno circundante. Cuanto menor es la resistividad (o mayor la conductividad) del suelo, mayor es la corriente eléctrica inducida, y, por lo tanto, mayor es la tasa de corrosión. Para evitar este efecto se recubrirá la tubería con un material aislante eléctrico y se instalará un sistema de protección catódica. El recubrimiento aislante interrumpe la corriente eléctrica inducida en la mayor parte de la superficie externa de la tubería evitando así la corrosión. Dado que, por razones prácticas, es imposible evitar que, tanto durante la instalación como la operación del ducto, se produzcan daños puntuales en el recubrimiento, es necesario recurrir a otro sistema que proteja dichas zonas de la tubería contra la corrosión. Esto se realiza mediante la inyección de una corriente eléctrica opuesta a la provocada por el contacto entre el metal y el suelo, de magnitud igual o mayor a esta.

El efecto resultante es la eliminación de la corriente eléctrica que provoca la corrosión.

### **Pruebas previas al arranque**

#### *Ensayos no destructivos (rayos X)*

La inspección de las soldaduras por **radiografía** será realizada por un subcontratista de inspección radiográfica, que deberá proveer un registro radiográfico acerca de la calidad de la soldadura. Asimismo, realizará las interpretaciones de las películas radiográficas y notificará por escrito al inspector de soldaduras de la existencia de defectos y la índole de éstos. Las soldaduras que no cumplan con los requisitos de aceptación descritos en las especificaciones de construcción serán marcadas para indicar la necesidad de su reparación o reemplazo.

#### *Calificación del procedimiento radiográfico*

El procedimiento radiográfico desarrollado por el contratista de inspección radiográfica producirá radiografías aceptables sobre cada diámetro y espesor de pared de tubería en el proyecto. Este procedimiento incluirá la película y los químicos para revelar la película que se utilicen, las pantallas, la intensidad de la fuente y los tiempos de exposición.

El inspector de soldaduras presenciará el ensayo del procedimiento del subcontratista de

inspección radiográfica. El ensayo del procedimiento se realizará en conjunto con el examen de los soldadores o bien, donde no hay soldadores que examinar, con la primera radiografía de las soldaduras de producción. Podrán requerirse ensayos adicionales para lograr un resultado aceptable. El subcontratista de inspección radiográfica no procederá con el trabajo hasta que se obtengan resultados satisfactorios y hasta que el procedimiento sea aprobado.

#### *Prueba hidrostática*

Al iniciar la prueba de la tubería para el transporte de gas, se deben correr diablos de limpieza para retirar de la tubería toda incrustación, polvo o rebaba, una vez recuperados los diablos y que el interior de la tubería se encuentre limpia, se procederá al llenado con agua dulce sin contenido de sólidos empleando bomba de alto volumen y baja presión.

La presión de prueba del gasoducto que nos ocupa debe ser de 1.25 veces la presión de diseño, con una duración de 24 h, la presión y la temperatura deberán de ser graficadas.

El personal encargado de la prueba debe mantener un control absoluto de la operación para garantizar el éxito de la prueba y evitar accidentes.

Se le proporcionará presión a la línea en forma constante y moderada procediendo a la apertura de las válvulas de desfogue para la eliminación de aire atrapado, cerrándolas posteriormente. Cuando se tenga aproximadamente un 70 % de la presión de prueba, se deberá regular el gasto de la bomba para minimizar las vibraciones de presión y garantizar incrementos no mayores de 10 psi, los cuales deberán de leerse y de registrarse.

Cuando se llegue a la presión de prueba el bombeo debe detenerse y todas las válvulas y conexiones deben “checharse” para evitar fugas, para iniciar la prueba hidrostática con los medidores de presión usando el registrador presión/tiempo. La presión debe registrarse continuamente durante la prueba y los medidores de peso muerto también deben ser “checados” al principio y final de la prueba y por lo menos cada hora. Los resultados de la prueba se registran y se deben determinar las causas de las variaciones de la presión y temperaturas en caso de existir.

Si durante las 24 horas no se registran cambios de presión, fuera de los atribuibles a variaciones de temperatura, se dará por terminada la prueba, considerándola satisfactoria, y se harán todas las conexiones necesarias para eliminar el agua por medio de drenes en los puntos más bajos.

La longitud máxima de la tubería para prueba será igual a la que exista entre válvula y válvula, y a falta de estas no excederá de 30 kilómetros.

Una vez terminada la prueba hidrostática a entera satisfacción, el inspector de la Unidad de Verificación seleccionada extenderá la constancia respectiva. Los documentos que se generen en la realización de la prueba hidrostática del gasoducto como son: constancia de la prueba, descripción de la prueba, tabla o grafica de presión y temperatura e isométricos respectivos deben ser firmados por los asistentes al evento.

El gasoducto terminado será sometido a la prueba hidrostática para comprobar la integridad de

los materiales e identificar cualquier fuga. El gasoducto será dividido en tramos de prueba, con una diferencia de cota máxima para lograr mantener la presión máxima y mínima de prueba durante la duración de la misma. Asimismo, se provee una tolerancia para cambios de presión durante la duración del ensayo a fin de dar cuenta de las variaciones en la temperatura del medio ambiente.

Las cabezas de prueba con conexiones a válvulas necesarias para el llenado, la presurización y las líneas de instrumento serán soldadas en cada extremidad del tramo de prueba. El tramo será llenado con agua utilizando bombas que cuenten con la capacidad de vencer presiones mayores debido a la altura hidrostática. Varios tramos pueden ser llenados juntos y probados utilizando conexiones de tubería temporales entre las cabezas de prueba.

La prueba hidrostática tendrá una duración de 8 horas. Previo a su uso en las pruebas, todos los registradores de presión, los registradores de temperatura, y los indicadores de peso muerto serán calibrados.

Los registros de prueba incluyendo los formularios de calibración, las cartas de presión y de temperatura y los registros de presión de peso muerto, se mantendrán durante la vida útil del sistema. Estos registros estarán disponibles en todo momento para su inspección por parte de las autoridades gubernamentales. La ejecución de la prueba y los resultados finales de la prueba estarán sujetos a su revisión y aprobación por la Unidad de Verificación acreditada por la CRE para previo a la puesta en marcha del sistema. (Ver el Antecedente SENER al inicio de esta sección de Construcción.)

Toda tubería y accesorio que no haya sido incluido en los ensayos regulares del gasoducto será sometido a prueba por separado, previo a su instalación y el 100% de toda soldadura será radiografiada.

Toda fuga que se detecte mediante las pruebas será localizada y reparada, y será sometida a prueba nuevamente.

El gasoducto será limpiado y secado a fin de asegurar que no permanezca agua, previo a la puesta en marcha.

Los inspectores de la Supervisión de la obra controlarán que:

- Los tramos de prueba hayan sido limpiados y las soldaduras de las cabezas de prueba hayan sido radiografiadas previo al llenado;
- Las cabezas de prueba y las válvulas sean diseñadas para una presión de prueba máxima;
- La instrumentación se haya calibrado y esté correctamente instalada y funcionando según sea necesario;
- La fuente de suministro de agua cuente con un caudal suficiente, que la calidad del agua sea aceptable y que se utilicen mallas y filtros durante el llenado para impedir la entrada de peces, fango, etc. al gasoducto;
- Señales informativas, preventivas y restrictivas (Proyecto de Señalamiento) estén colocadas en todos los puntos de acceso públicos y en todos los puntos donde la tubería o

los accesorios estén expuestos;

- No haya ninguna maquinaria pesada, o de otro tipo, trabajando en el derecho de vía mientras se esté probando la tubería;
- Se elaboren gráficas de funcionamiento por personal calificado y se complete la documentación de manera correcta;
- La presión de prueba sea liberada de inmediato y de manera segura después que la prueba haya sido aceptada;
- El vaciado del agua se lleve a cabo de acuerdo con los convenios con los propietarios y los reglamentos y que se realice de manera que evite la erosión o los daños a la propiedad pública o privada;
- Las corridas con diablos de vaciado en seco se realicen para remover toda el agua sobrante, y
- El agua sea eliminada de los cuerpos de las válvulas.

Si bien los códigos de gasoductos no determinan los criterios para la calidad del agua que vaya a ser utilizada para las pruebas hidrostáticas, las empresas de gasoductos en sus documentos de construcción estipulan que los contratistas deberán utilizar agua que sea apropiada para las pruebas hidrostáticas y que no contenga lodos ni materia extraña en suspensión ni componentes corrosivos dañinos, a menos que ésta pueda ser tratada de manera satisfactoria mediante el uso de filtros o aditivos químicos.

Por lo general existen más inquietudes respecto a la calidad del agua que será devuelta al medio ambiente posterior al ensayo que respecto a la calidad del agua que se utiliza antes de la prueba. Los aditivos químicos en el agua por lo general se especifican para que no contaminen el medio ambiente al descargar el agua después del ensayo. Estas especificaciones de calidad de agua usualmente son emitidas por las Autoridades Ambientales competentes.

Se realizarán análisis del agua utilizada para pruebas a fin de determinar si existe la posibilidad de contaminación del gasoducto por bacterias de hierro y de azufre. Las bacterias de hierro son capaces de utilizar el material de la tubería como combustible metabólico, lo cual podría resultar en porosidad por corrosión en la pared de la tubería y/o la reducción del diámetro interno a raíz de sedimentación.

Las bacterias de azufre son capaces de reducir los diversos compuestos de azufre a hidrógeno sulfurado, causando problemas de corrosión y/o la reducción en el diámetro interior de la tubería a raíz de sedimentación. La solución al problema de la contaminación por bacterias sería tratar el agua a medida que entre al gasoducto.

En las zonas de clase 1 y clase 2, la presión mínima de prueba consistirá en una presión que resulte en un esfuerzo tangencial de 125% de la Resistencia Mínima a Punto Cedente (SMYS) de la tubería. En zonas de clase 3 la presión mínima de prueba será la presión que resulte en el esfuerzo tangencial de 140% del SMYS de la tubería.

No se comenzará ninguna prueba sin la autorización apropiada del Transportista y, donde sea requerido, dando un aviso con 48 horas de antelación a las autoridades reguladoras (CRE) y a la unidad verificadora.

### *Limpieza e inspección interna*

El gasoducto será inspeccionado interiormente a fin de asegurar que esté libre de escombros, “ovalización”, “abolladuras” o “pandeos”. Se utilizará aire comprimido para impulsar a los diablos y se requerirán lanzadores y receptores de diablos adecuados para contener los diablos y cualquier desecho.

La tubería será inspeccionada internamente usando un diablo calibrador. Este recorrido de inspección se realizará posteriormente al ensayo hidrostático y a la instalación de todo montaje de válvulas. Estos diablos instrumentados miden el diámetro interior de la tubería mecánicamente y registran la información en una gráfica en rollo. Los recorridos se realizan con succión mantenida en frente del diablo para controlar su velocidad. La carta en rollo es calibrada por la longitud, a fin de poder ubicar las indicaciones fácilmente y repararlas según sea necesario.

### **Pruebas a la terminación de la construcción del gasoducto**

A la terminación de la construcción del gasoducto, todos los componentes del sistema serán sometidos a las pruebas finales, en preparación para su puesta en operación. Estas pruebas incluyen:

- Pruebas de resistencia de toda tubería presurizada;
- Prueba del sistema de protección catódica;
- Verificación de la operatividad de los sistemas eléctricos;
- Verificación de la operatividad de los sistemas de medición, de control, de protección y las alarmas; y
- Verificación de la operatividad del sistema.

## **I.5. PROCEDIMIENTOS Y MEDIDAS DE SEGURIDAD**

Se desarrollarán los siguientes elementos para procurar la operación segura del “Gasoducto de Cortázar”:

### **Manuales de operación y mantenimiento**

Los Manuales de Operación y Mantenimiento se deberán de preparar de acuerdo con todos los Códigos aplicables, las Normas tales como la API, la ASME B31.8, la Ley Mexicana y toda su Reglamentación. Estos manuales estarán disponibles antes de la puesta en marcha del gasoducto y de las estaciones de medición, y se revisarán y actualizarán periódicamente de allí en adelante, con el fin de que siempre reflejen todos los principios de ingeniería aplicables, la experiencia que va adquiriéndose, el conocimiento que se obtiene sobre el gasoducto en su operación del día a día, las consideraciones aplicables en materia de flujo de gas y las condiciones operativas del sistema. Para el mantenimiento predictivo de las instalaciones eléctricas y mecánicas del

Gasoducto, se aplicarán tecnologías de punta, tales como el empleo de la Termografía Infrarroja, por ejemplo, para la detección de fugas, de áreas con sobrecalentamiento, etc.

En estos manuales se incluirán todos los planes de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo, y los procedimientos de operación del gasoducto y sus instalaciones, los sistemas de comunicaciones y las instalaciones de medición. Cada componente del sistema se manejará individualmente, incluyendo la siguiente información para cada caso: antecedentes, requisitos reglamentarios y de las normas técnicas, aspectos ambientales, instrucciones y procedimientos técnicos detallados, programas de control y aseguramiento de la calidad, auditorías, aspectos administrativos, etc.

Los Manuales incluyen instrucciones y procedimientos detallados con el fin de garantizar que el gasoducto se opere en forma segura y eficiente, y también con el fin de suministrar instrucciones claras para el mantenimiento y las reparaciones que requieran tanto el gasoducto como las instalaciones conexas.

#### **Pruebas no destructivas para el mantenimiento predictivo, preventivo y reactivo para las instalaciones de los equipos, mecánicos y eléctricos.**

Mediante el empleo de las técnicas del análisis del espectro infrarrojo (Termografía Infrarroja), durante la operación de los equipos.

#### **Patrullaje del gasoducto**

Se harán patrullajes periódicos a lo largo de todo el trazo del ducto con el fin de observar las condiciones de la superficie sobre el derecho de vía y en las zonas adyacentes, para conocer si hay indicios de fugas, o actividades de construcción iniciadas por terceros o cualquier otra condición que afecte la seguridad y la operación del gasoducto, de tal manera que se puedan iniciar medidas correctivas a la brevedad posible. Se les dará especial atención a los siguientes aspectos:

- Áreas donde se realicen actividades de construcción;
- Operaciones de drenaje cerca al gasoducto;
- Erosión;
- Evidencia de actividad sísmica; y
- Cruces fluviales.
- La frecuencia del patrullaje de inspección se determinará dependiendo de factores tales como los siguientes:
  - Presión de operación;
  - Tamaño del gasoducto en ese tramo;
  - Densidad de la población;
  - Terreno; y
  - Aspectos climáticos.

#### **Control de la vegetación**

Se redactarán procedimientos de acuerdo con los términos y condiciones de las licencias de

servidumbre de paso, con el fin de controlar la vegetación a lo largo del derecho de vía alrededor de las instalaciones construidas en la superficie, con el fin de que éstas puedan distinguirse claramente desde el aire y también con el propósito de mantenerlas libres de obstáculos para permitir el acceso fácil de las cuadrillas de mantenimiento. En términos generales, se permitirá que vuelva a crecer vegetación a lo largo del derecho de vía, de acuerdo con el Programa de rehabilitación que se establece en este mismo documento.

### **Control de la erosión**

Las técnicas de control de la erosión pueden variar, dependiendo de las condiciones topográficas y de la vegetación en cada zona específica. También se tomarán en cuenta la Ley y la Reglamentación Ambiental. Los procedimientos que deberán de ser redactados le servirán de guía al personal para la aplicación de las diferentes técnicas de control y reparación de la erosión.

### **Mantenimiento de los cruces**

Se redactarán instrucciones claras para la inspección y el mantenimiento de los cruces del gasoducto, como son:

- Principales Líneas de Servicios Públicos, como carreteras; éstas se inspeccionarán periódicamente con el fin de verificar si están debidamente cubiertos o si existe alguna otra condición que pueda afectar la seguridad y la integridad del cruce.
- Se le prestará atención a la eliminación de interferencias eléctricas, mecánicas y de otra naturaleza.
- Con otros ductos, se inspeccionarán periódicamente las interferencias en los sistemas de protección catódica entre los diferentes ductos, con el fin de garantizar que dicho sistema opere en forma efectiva y libre de interferencias.
  
- Cruces sumergidos  
Estos se inspeccionarán periódicamente con el fin de verificar si están debidamente cubiertos, si se les han acumulado basuras, desperdicios o escombros, o si existe alguna otra condición que pueda afectar la seguridad y la integridad del cruce.
  
- Cruces provisionales  
Cuando sea necesario, se prepararán cruces provisionales con el fin de proteger el gasoducto de cualquier daño que le puedan ocasionar los vehículos pesados que transiten a través del trayecto del gasoducto. Se prepararán instrucciones específicas para el diseño de los diferentes tipos de cruces provisionales

### **Ubicación y demarcación de gasoductos**

Se desarrollaron procedimientos para identificar tubería enterrada u otras instalaciones, con el fin de facilitar las actividades de mantenimiento, o para poder atender oportunamente solicitudes presentadas por terceros para obtener autorización para trabajar cerca del gasoducto. Esto es de vital importancia para proteger al gasoducto de daños por estas actividades. También se suministrarán instrucciones técnicas sobre cómo operar los aparatos y equipos para la localización

de instalaciones bajo tierra.

### **Programa de concientización pública**

Se establecieron y se ejecutarán programas y procedimientos para mantener a los propietarios de los predios, a las comunidades vecinas y a las autoridades, informados sobre la existencia del gasoducto en la zona y los procedimientos que deben seguir cuando contemplen la posibilidad de atravesar o trabajar cerca del trayecto del gasoducto, con el fin de garantizar su propia seguridad y la de los demás.

### **Excavaciones en la vecindad del gasoducto**

Las actividades de excavación con equipo mecánico en áreas cercanas al trayecto de un gasoducto cargado requieren precauciones extremas. Se establecerán procedimientos e instrucciones detalladas para orientar al personal encargado de dichas excavaciones bajo diferentes condiciones. Se contemplarán excavaciones en diferentes tipos de suelos y en roca, en humedales o cerca de cruces con otras líneas de servicios públicos.

### **Reparación o mantenimiento de la tubería**

En la tubería a veces aparecen defectos tales como corrosión, abolladuras, grietas etc., defectos éstos que además pueden presentar diferentes grados de gravedad. Las técnicas de reparación varían según el caso y dependen del tipo y de la magnitud del defecto, así como del entorno en el cual se presenten.

*Máxima presión de operación para reparaciones.*

La reparación de ductos en condiciones de plena presión no siempre resulta segura y depende de la situación. Se darán procedimientos e instrucciones que induzcan al personal a realizar una evaluación crítica de ingeniería, considerando todos los factores necesarios, antes de tomar una decisión.

Se establecerán procedimientos detallados que incluyen técnicas comprobadas y tecnologías modernas, y tiene ya preparadas instrucciones que describen paso a paso cómo proceder en caso de: Ver Normas NACE y ASTM.

- Reparación de quemaduras de los arcos;
- Reparación de abolladuras;
- Reparación de fugas;
- Reparación de desperfectos en los recubrimientos externos;
- Reparación de la corrosión;
- Reparaciones con esmeril; y
- Aplicación de mangas con soldadura o tornillo.

Se darán instrucciones estrictas en el sentido de mantener el sitio de trabajo libre de gas y en condiciones de seguridad. Estos procedimientos se incorporarán al Manual de Mantenimiento y estarán disponibles antes de la puesta en marcha del gasoducto.

### **Inspección de la superficie de la tubería**

Se suministrarán procedimientos para varios tipos de inspección de la superficie de la tubería en busca de defectos, utilizando técnicas tales como:

- Examen de Partículas Magnéticas y
- Examen Ultrasónico

### **Mantenimiento de válvulas**

Se darán instrucciones donde se describan los procedimientos y la frecuencia con que se le debe hacer mantenimiento a los diferentes tipos de válvulas que utiliza el sistema.

### **Procedimientos de soldadura**

Los procedimientos para realizar actividades de soldadura están incluidos en los manuales y contienen la siguiente información:

- Material de la tubería que va a ser soldada;
- Condiciones de flujo del gas;
- Temperatura;
- Estado ideal de los operarios a cargo de la soldadura; y
- Inspección y pruebas.

### **Tubería de respaldo**

Se debe mantener un inventario (Proyectista) para su uso en el caso de existir una emergencia en la tubería inspeccionada, en los codos que resulten críticos para la tubería y en otros componentes tales como válvulas y conexiones de diferentes tamaños.

Los procedimientos especificarán los tamaños y las cantidades que deben mantenerse en inventario y los pasos a seguir para su reposición. También se darán instrucciones para el almacenamiento de tubería ya inspeccionada, con el fin de evitar que sufra daños.

### **Requisitos en materia de diablos de limpieza**

El sistema de gasoducto incluye trampas de envío y recepción de diablos de limpieza. Se iniciará con un barrido con diablos para establecer las condiciones de la tubería, y de ahí en adelante se correrán periódicamente para detectar signos de corrosión tanto interna como externa.

En los procedimientos estarán las instrucciones sobre la frecuencia y la metodología que deben observarse para la utilización y el mantenimiento de los diablos de limpieza.

### **Sistema SCADA y de telecomunicaciones**

Aunque el mantenimiento de estos sistemas estará a cargo de contratistas altamente calificados, es esencial que haya instrucciones y procedimientos claros donde se expliquen las funciones de cada sistema y donde se oriente a los operarios y a los técnicos a la hora de efectuar reparaciones o de resolver problemas que surjan en la operación diaria. Todas estas instrucciones se incluirán en los Manuales de Mantenimiento.

### **Estaciones de recibo y entrega de gas**

Todo el equipo, y los procedimientos de operación y mantenimiento cumplirán con las Leyes y los Reglamentos. Los temas que se incluirán en este Manual contendrán procedimientos de Operación y Mantenimiento para:

- Estaciones de recibo y entrega del gas;
- Medidores del gas;
- Dispositivos de calibración;
- Computadores de flujo electrónicos;
- Cromatógrafos;
- Unidad remota de recopilación de datos;
- Regulación de presión;
- Calentamiento de gas;
- Instrumentos de medición de temperatura y presión;
- Señalización.

### **Sistema de protección catódica**

Se redactarán procedimientos que cubran los requisitos de operación y mantenimiento de los sistemas de protección catódica tanto con corriente impresa como con ánodos de sacrificio y constarán básicamente de:

- **Monitoreo de la corrosión.** Se realizarán regularmente inspecciones utilizando las más modernas técnicas, para verificar que el sistema del gasoducto cumpla con los requisitos necesarios para que sea compatible con el sistema de protección catódica que se haya seleccionado. Se redactarán instrucciones detalladas con el fin de garantizar una adecuada operación del sistema de corriente impresa, la adecuada operación del sistema de ánodos de sacrificio, la adecuada operación de los dispositivos tales como el rectificador y los enlaces de interferencia.

Cualquier falla en estos dispositivos afectaría negativamente los sistemas de protección de la estructura y la efectividad de elementos tales como aislamientos y enlaces de continuidad.

- **Registros de las actividades de control de la corrosión.** De las actividades de protección catódica y control de la corrosión se llevarán registros bien documentados durante la vida

entera del gasoducto, con el fin de poder utilizarlos para futura referencia y para evaluaciones que se realicen desde el punto de vista de la ingeniería del proyecto. Se utilizará un sistema computarizado a través del cual se podrán obtener datos de referencia rápida y análisis detallados de ingeniería.

- **Protección anticorrosiva (recubrimiento externo).** Se mantendrá en condiciones óptimas, conservando los estándares de calidad original.

La protección anticorrosiva se efectuará mediante aplicación en fábrica de un recubrimiento externo sobre la superficie limpiada del ducto. El recubrimiento externo será un sistema epóxico ligado por fusión (FBE) aplicado de acuerdo con las normas aceptadas internacionalmente. Los empalmes en campo serán protegidos usando FBE aplicado en el campo o mangas contraídas por calor de polietileno. Cualquier daño o imperfección en el recubrimiento será detectado y reparado en campo antes de la instalación, empleando material compatible con el sistema de recubrimiento original.

Se aplicará recubrimiento protector adicional al ducto que vaya a ser instalado en cruces taladrados o perforados. Este recubrimiento adicional será diseñado de manera que impida la abrasión del recubrimiento protector primario del ducto durante el proceso de instalación en el espacio perforado.

También se instalará un recubrimiento de tipo apropiado sobre el recubrimiento protector anticorrosivo para asegurar una liga adecuada al aplicar concreto al ducto para los fines de proporcionar flotación negativa en cruces de ríos o pantanos o espejos de agua.

### **Identificación de las instalaciones**

Se establecerán procedimientos que rijan el diseño y la instalación de avisos que identifiquen la presencia de ductos y otras instalaciones, con el fin de reducir las posibilidades de daños o interferencias por parte de terceros.

En estos se incluirá la información necesaria para notificar emergencias, números telefónicos a los cuales se puede hablar, notas de advertencia como, por ejemplo, "Llame antes de Excavar", y otras instrucciones específicas relacionadas con el sitio donde vaya colocado el aviso.

### **Ubicación y mantenimiento de los señalamientos**

Se trata del conjunto de Avisos informativos, preventivos o restrictivos para indicar la presencia del ducto y/o referencia kilométrica del desarrollo del ducto. Es posible que los señalamientos estén dotados de conexiones eléctricas para funcionar como estaciones de registro de potencial.

**Requisitos generales de los señalamientos:** Los señalamientos se utilizarán para localizar el trayecto del ducto enterrado, delimitar la franja de desarrollo del sistema, identificar las instalaciones superficiales del sistema de transporte, así como los tramos de ducto superficiales. Lo anterior, a efecto de reducir la posibilidad de daño o interferencia.

**Ductos enterrados.** Este tipo de señalamiento se instalarán sobre un soporte, colocado a los lados de la franja de afectación del ducto y debe observar las siguientes características: Debe cubrir la distancia mínima entre cada señalamiento.

**Señalamientos obligatorios.** Se instalarán señalamientos lo más cerca posible, en los siguientes casos:

- a) En ambos lados del cruce de una carretera, camino público y ferrocarril;
- b) En ambos lados del cruce aéreo, fluvial y otros cuerpos de agua;
- c) En cambios de dirección mayores a 30 grados; y
- d) En instalaciones superficiales como válvulas de seccionamiento, trampas de diablo, estaciones de recibo/entrega, regulación, medición y/o compresión. En estos sitios deben incluirse anuncios alusivos a la seguridad, como pueden ser: uso de equipo de protección personal, restricción de acceso, no fumar, no fuentes de ignición.

Del contenido mínimo de información en el señalamiento

- a) El señalamiento contendrá alguna de las siguientes palabras: “Advertencia, cuidado, precaución”. Estas palabras deberán tener un alto de 25 por 6 mm de ancho y ser seguido de las frases:
- b) “tubería a presión bajo tierra, gas natural”
- c) “no cavar, no golpear, no construir”. (Esta frase puede ir en letras o en símbolo).
- d) “En caso de emergencia, llamar a: (Nombre del Transportista)”
- e) “Teléfonos: Clave lada, teléfono(s) local y/o número libre de cargo” y
- f) “Los señalamientos deberán ir en fondo color amarillo y letras color negro”

**Excepciones.** En el caso de los tramos de ducto donde los señalamientos antes descritos no puedan ser colocados debido a impedimentos del lugar o físicos del terreno, la señalización se contemplará bajo las siguientes alternativas:

- a) Colocar el señalamiento a un lado del lomo del ducto, indicando la distancia y dirección en que va el ducto,
- b) Placas en el piso o pared (tachuelas o estoperoles), que contengan como mínimo: nombre del transportista, teléfono(s) del mismo, y las leyendas gas natural, no cavar.
- c) En ambos casos, el transportista deberá considerar medidas adicionales en el programa de operación y de mantenimiento.
- d) Cuando en la franja de desarrollo del ducto existan dos o más ductos, el transportista podrá indicar con un solo señalamiento la distancia a que se encuentran los lomos de todos los ductos.

Las señales se colocarán a lo largo del derecho de vía a nivel de todas las instalaciones y en otros lugares específicos tales como:

- Carreteras y otros cruces del derecho de vía;
- Corredores por los cuales pasen otras líneas de servicios públicos;
- Desarrollos urbanos;

- Actividades de construcción;
- Sistemas principales de drenaje;
- Cruces con ríos o quebradas;
- Cruces aéreos; y
- Otros, según sea necesario.

Los avisos que se coloquen se inspeccionarán periódicamente y se les dará mantenimiento con el fin de garantizar su permanente legibilidad y visibilidad.

### **Detección de fugas**

Se contempla la posibilidad de instalar sistemas de cómputo para detectar fugas y rupturas significativas. Tan pronto se detecte un evento de esta naturaleza, los operadores iniciarán los Procedimientos de Emergencia que se consideren necesarios.

En el Manual se establecerán procedimientos para detectar fugas regulares recorriendo el trayecto del gasoducto a pie y utilizando equipo con lo último en tecnología para estos casos. En estos procedimientos se tomarán en cuenta los siguientes aspectos:

- Las áreas que quedan cerca de las zonas pobladas, tales como zonas residenciales, centros comerciales, parques públicos y edificios de apartamentos se inspeccionarán regularmente;
- Inspecciones internas;
- Los cruces con carreteras, así como sitios donde se encuentran instaladas las válvulas, se inspeccionarán frecuentemente;
- Estudios de la relación entre la tubería y el suelo;
- Las estaciones se inspeccionarán con mayor frecuencia (por lo menos una vez al año y, de ser posible, con mayor frecuencia aún).

## **I.6. ANÁLISIS DE LA EVALUACIÓN DE RIESGO**

### **I.6.1. Antecedentes de accidentes e incidentes**

El gas natural se transporta generalmente a través de gasoducto, siendo uno de los medios más utilizados.

La experiencia en México que se tiene en antecedentes de accidentes es la siguiente:

- Accidente gasoducto de gas natural de PEMEX en el estado de Guanajuato, no hubo daños personales. (Fuente: El Norte 19 de septiembre de 1991).
- Accidente en gasoducto de gas amargo de PEMEX (21 de septiembre de 1991) 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 (Fuente: El Ovaciones).

- Fuga en gasoducto de gas natural de PEMEX (15 de junio de 1992) en Xalostoc, debido a la ruptura de una válvula de alivio. No se reportó daños ni víctimas.
- Accidente en un gasoducto de 24" de gas amargo de PEMEX (6 de febrero de 1994) 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 (Fuente: La Jornada)
- Accidente de gasoducto de gas natural PEMEX en Guadalajara (4 de septiembre de 1995) debido a que personas golpearon el ducto por error, al confundirlo con una tubería de agua, no hubo daños materiales ni humanos (Fuente: El Norte).
- Accidente en gasoducto de 48" de gas natural en Cd. Pemex-Cactus (17 de febrero) que provocó daños materiales, muertos y heridos, se desconoce las causas del siniestro (Fuente: El Norte).
- Accidente en gasoducto de gas natural de PEMEX en Boca-Cárdenas (23 enero de 1996) que provocó un muerto y cuatro heridos al momento que trabajadores cambiaban una válvula.
- Fuga de gas natural en Atasta-Cd PEMEX (08 de septiembre de 1996), el accidente ocurrió cuando se interconectaban un bypass, un trabajador resultó herido. (Fuente: La Jornada) No se cuenta en México con un centro de información que concentre los datos de accidentes ocurridos en los gasoductos, así como la investigación realizada a los mismos para determinar las causas.
- Accidente ocurrido en el Norte de Irán en Abril del 2004 en un oleoducto de transmisión, que condujo a una posterior fuga considerable de petróleo. La tubería, de material API 5L X52, tenía un diámetro nominal de 10 pulgadas y un espesor de pared de 5 milímetros.
- Falla en el sistema de transmisión de gas natural de El Paso, New México, USA, ocurrido en Agosto del 2000. Este accidente fue uno de los más comentados en los últimos años debido a las pérdidas humanas ocasionadas: 12 personas muertas. La tubería, de material API 5LX grado X52, tenía un diámetro nominal de 30 pulgadas y un espesor de pared de 8.5 milímetros y transportaba gas natural en estado líquido. La presión de trabajo al momento del accidente era de 675 psig, menor a la presión máxima de diseño, 837 psig. La inspección visual de la tubería fracturada permitió observar una severa corrosión interna a lo largo del borde inferior de la tubería conjuntamente con una considerable pérdida de espesor de pared. Asimismo, se observó que los cordones de soldadura ubicados en la parte inferior de la tubería también fueron atacados. No se registró ninguna evidencia de corrosión externa.

### **I.6.2. Metodologías de identificación y jerarquización**

Los métodos para la identificación, análisis y evaluación de riesgos son una herramienta muy valiosa para abordar su detección, la causa y las consecuencias que pueden acarrear. El estudio de riesgo tiene la finalidad de atenuar tales riesgos, así como limitar sus consecuencias.

Los principales objetivos del estudio de riesgo son:

- Identificar y medir los riesgos que se presentan en una instalación industrial para las personas, el medio ambiente y los medios materiales.
- Reducir los posibles accidentes graves que pudieran producirse
- Determinar las consecuencias en el espacio y el tiempo de los accidentes aplicando determinados criterios de vulnerabilidad.
- Análisis las causas de dichos accidentes
- Discernir sobre la calidad de las instalaciones y operaciones realizadas en el establecimiento industrial
- Definir medidas y procedimientos de prevención y protección para evitar la ocurrencia y/o limitar las consecuencias de los accidentes.
- Cumplir los requisitos de la normativa nacional e internacional.

### **Métodos de identificación de riesgos**

Básicamente existen dos tipos de métodos para la realización de análisis de riesgo se consideran los aspectos de cuantificación:

- Métodos cualitativos:** se caracterizan por no recurrir a cálculos numéricos, pueden ser métodos comparativos y métodos generalizados.
- Métodos semicuantitativos:** incluyen aquellos que introducen una valoración cuantitativa respecto a las frecuencias de ocurrencia de un determinado suceso, además de establecer métodos para la determinación de frecuencias. O bien se caracteriza por recurrir a una clasificación de las áreas de una instalación en base a una serie de índices que cuantifican daños, como por ejemplo índices de riesgo.

### **Metodologías utilizadas**

Las metodologías que se utilizarán para la determinación del riesgo involucrado en el manejo de sustancias químicas peligrosas, son las metodologías conocidas como **Análisis de Modos de Falla y Efectos, AMFE (FMEA, por sus siglas en inglés)** y **HAZOP (Hazard and Operability)**.

#### **ANÁLISIS DE MODOS DE FALLA Y EFECTOS, AMFE (FMEA, POR SUS SIGLAS EN INGLÉS)**

El Análisis del Modo y Efecto de Fallas (AMEF), es un procedimiento que permite identificar fallas en productos, procesos y sistemas, así como evaluar y clasificar de manera objetiva sus efectos, causas y elementos de identificación, para de esta forma, evitar su ocurrencia y tener un método documentado de prevención.

#### **HAZOP**

La metodología HAZOP, es un procedimiento que permite reconocer riesgos difícilmente reconocibles por simple observación o revisiones de seguridad de tipo general. En la aplicación de esta metodología, se cuestiona a cada una de las partes críticas del proceso para descubrir que desviaciones del propósito original pueden ocurrir y determinar cuáles de esas desviaciones pueden dar lugar a riesgos al personal, al proceso o las instalaciones.

### **Análisis de Modos de Falla y Efectos, AMFE (FMEA, por sus siglas en inglés)**

Una de las ventajas potenciales del AMEF, es que esta herramienta es un documento dinámico, en el cual se puede recopilar y clasificar mucha información acerca de los productos, procesos y el sistema en general. La información es un capital invaluable de las organizaciones.

Este procedimiento de análisis tiene una serie de ventajas potenciales significativas, por ejemplo:

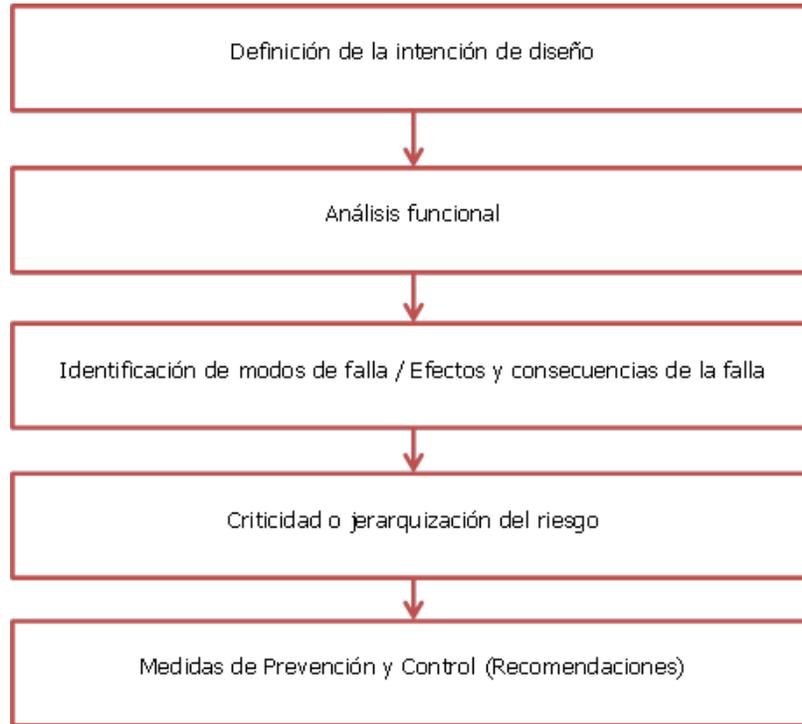
- Identificar las posibles fallas en un producto, proceso o sistema.
- Conocer a fondo el producto, el proceso o el sistema.
- Identificar los efectos que puede generar cada falla posible.
- Evaluar el nivel de criticidad (gravedad) de los efectos.
- Identificar las causas posibles de las fallas.
- Establecer niveles de confiabilidad para la detección de fallas.
- Evaluar mediante indicadores específicos la relación entre: gravedad, ocurrencia y detectabilidad.
- Documentar los planes de acción para minimizar los riesgos.
- Identificar oportunidades de mejora.
- Generar Know-how.
- Considerar la información del AMEF como recurso de capacitación en los procesos.

El procedimiento AMEF puede aplicarse a:

- **Productos:** El AMEF aplicado a un producto sirve como herramienta predictiva para detectar posibles fallas en el diseño, aumentando las probabilidades de anticiparse a los efectos que pueden llegar a tener en el usuario o en el proceso de producción.
- **Procesos:** El AMEF aplicado a los procesos sirve como herramienta predictiva para detectar posibles fallas en las etapas de producción, aumentando las probabilidades de anticiparse a los efectos que puedan llegar a tener en el usuario o en etapas posteriores de cada proceso.
- **Sistemas:** El AMEF aplicado a sistemas sirve como herramienta predictiva para detectar posibles fallas en el diseño del software, aumentando las probabilidades de anticiparse a los efectos que pueden llegar a tener en su funcionamiento.
- **Otros:** El AMEF puede aplicarse a cualquier proceso en general en el que se pretendan identificar, clasificar y prevenir fallas mediante el análisis de sus efectos, y cuyas causas deban documentarse.

Las técnicas de análisis de riesgo son empleadas en la búsqueda y evaluación de escenarios que pueden representar un impacto adverso para una instalación o planta de proceso, identificando los escenarios de mayor riesgo y emitiendo acciones de recomendación tendientes a minimizar el mismo.

Existen diferentes metodologías de identificación de peligros, empleadas como parte del proceso de evaluación de riesgos. En el presente estudio se empleara el Análisis de Modos de Falla y Efectos, AMFE (FMEA, por sus siglas en inglés), en combinación con una calificación o jerarquización del grado de criticidad del riesgo, es normalmente empleada para la planeación del mantenimiento centrado en confiabilidad, ya que nos permite lograr un entendimiento global del sistema, así como del funcionamiento y la forma en la que pueden presentarse las fallas de los equipos que componen este sistema.



### **Definición de la intención de diseño**

Esta definición, consiste en conocer y entender la filosofía de operación del proceso, a fin de poder identificar claramente las condiciones bajo las cuales se opera, considerando tanto su diseño como las necesidades del usuario.

La definición de la intención del diseño para la planta de mezcla asfáltica en cuestión se muestra (en forma ilustrativa) a continuación:

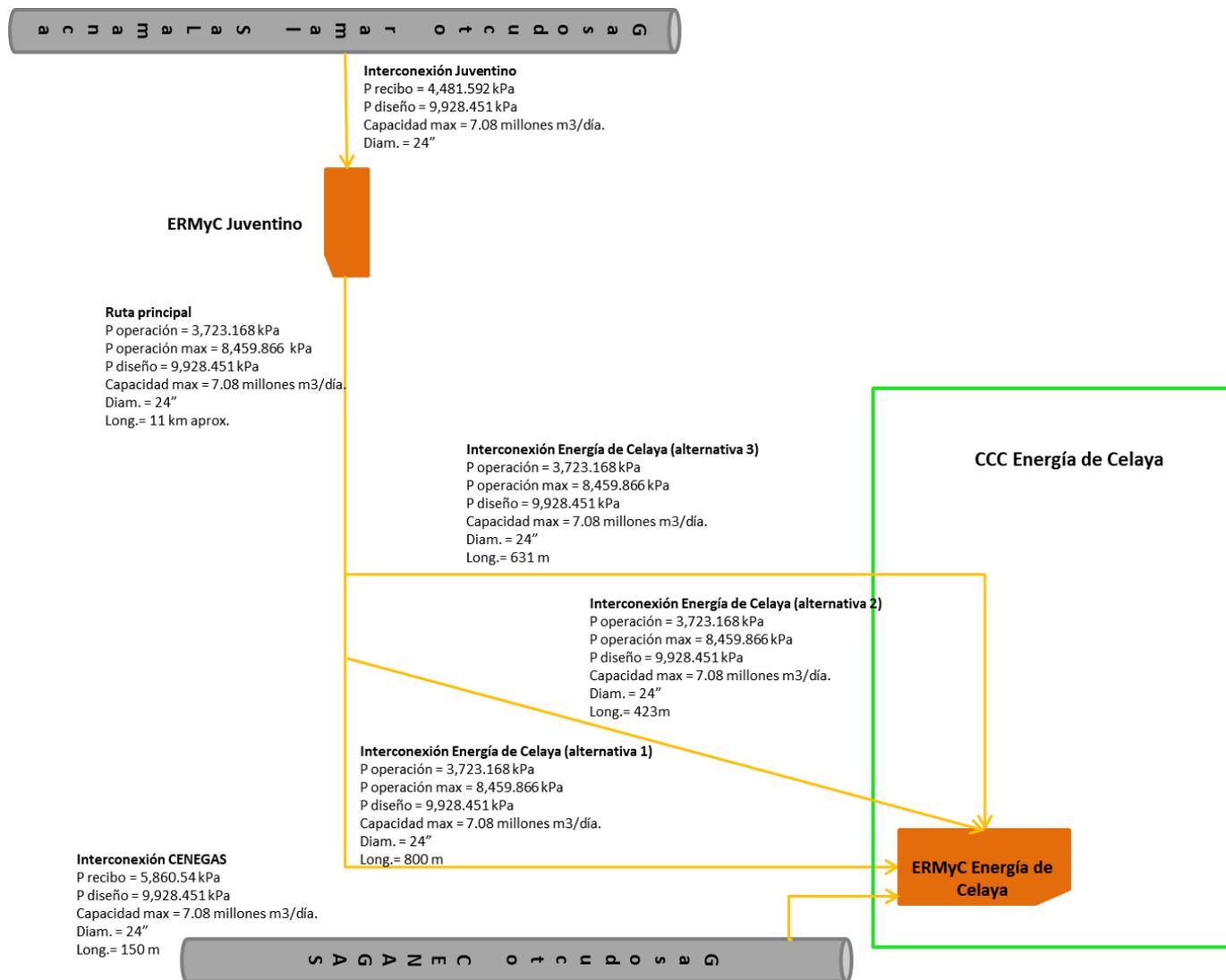


Figura I.6.1 Diagrama simplificado del Gasoducto Cortázar.

**Intención del diseño del Gasoducto Cortázar**

*Suministrar a la CCC Energía de Celaya Gas natural para la operación de los generadores de energía eléctrica dentro de la CCC Energía de Celaya.*

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

*en la futura central de generación nombrada "Energía de Celaya" (3) y otra con el ramal de 24" que deriva del gasoducto de 36" de diámetro propiedad de CENAGAS.*

*El sistema de transporte de gas (gasoducto Cortázar), se dará a través de una tubería de 24" de diámetro con una presión de operación de 3,723.168 kPa, en una trayectoria de 11 km aproximadamente. Las longitudes de las alternativas serán, 800 m (alternativa 1), 423 m (alternativa 2) y 631 m (alternativa 3).*

**\*Nota:** *El proyecto contempla tres alternativas para el transporte de gas,*

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

*posibles alternativas; sin embargo la operación del proyecto solo corresponderá a una de ellas, es decir, estas no operarán en ninguna circunstancia de manera conjunta.*

### Análisis funcional

Las funciones identificadas como resultado del análisis funcional el gasoducto de Cortázar son:

- 1) Suministrar GN a la CCC Energía de Celaya a razón de 7.08 millones de m<sup>3</sup>/día, a las condiciones adecuadas para la operación de los tres equipos de generación de energía eléctrica.
- 2) Recibir GN del gasoducto propiedad de TransCanada en la interconexión Juventino a una presión de 4,481.592 kPa.

- 3) Regular el GN recibido en la EMRyC Juventino a una presión de salida de 3,723.168 kPa, a fin de transportar el combustible hacia la EMRyC Energía de Celaya, ubicada dentro de la CCC Energía de Celaya.
- 4) Realizar el envío de GN hacia la EMRyC Energía de Celaya a través de una de las tres alternativas existentes, manteniendo las condiciones de temperatura y presión obtenidas al salida de la EMRyC Juventino (P operación = 3,723.168 kPa, P operación max = 8,459.866 kPa P diseño = 9,928.451 kPa Capacidad max = 7.08 millones m3/día).
- 5) Regular el GN recibido en la EMRyC Energía de Celaya a las condiciones establecidas para la operación de la CCC Energía de Celaya (P operación = 3,723.168 kPa, P operación max = 8,459.866 kPa P diseño = 9,928.451 kPa Capacidad max = 7.08 millones m3/día).
- 6) Recibir GN del gasoducto propiedad de CENAGAS en la interconexión Celaya a una presión de 5,860.54 kPa.

Como parte de este análisis funcional, es necesario identificar la función principal del sistema en evaluación y cuales secundarias. Para este caso, la función principal del Gasoducto Cortázar es:

*Suministrar GN a la CCC Energía de Celaya a razón de 7.08 millones de m3/día, a las condiciones adecuadas para la operación de los tres equipos de generación de energía eléctrica.*

Las otras funciones, son consideradas como funciones secundarias, sin embargo, no por ello son menos importantes.

Una vez identificadas las funciones, se procederá a identificar las fallas funcionales, para lo cual es importante hacer notar e identificar, que no todas las fallas pueden ser calificadas como fallas funcionales, es decir, no todas las fallas tienen como efecto directo la pérdida de la función, como se ve a continuación:

Análisis funcional			
Funciones	No.	Falla funcional	
1	Suministrar GN a la CCC Energía de Celaya a razón de 7.08 millones de m3/día, a las condiciones adecuadas para la operación de los tres equipos de generación de energía eléctrica.	1.1	Incapacidad de regular la presión proveniente del gasoducto propiedad de TransCanada, dentro de la EMRyC Juventino.
		1.2	Incapacidad de paso de flujo de GN por las válvulas de seccionamiento 1 y/o 2.
		1.3	Incapacidad del sistema de transporte (tubería del gasoducto), para trasladar el GN de un punto a otro.
		1.4	Desabasto de combustible en los gasoductos propiedad de Triscando y CENAGAS.

**Análisis funcional**

Funciones		No.	Falla funcional
2	Recibir GN del gasoducto propiedad de TransCanada en la interconexión Juventino a una presión de 4,481.592 kPa.	2.1	Incapaz de recibir GN proveniente del gasoducto de propiedad de Transcanada.
3	Regular el GN recibido en la EMRyC Juventino a una presión de salida de 3,723.168 kPa, a fin de trasportar el combustible hacia la EMRyC Energía de Celaya, ubicada dentro de la CCC Energía de Celaya.	3.1	Incapacidad de reducir la presión de GN a un rango de 3,723.168 kPa.
		3.2	Incapacidad de filtrar las partículas de humedad del GN, y enviar el combustible hacia el patín de regulación de flujo.
		3.3	Incapacidad de apertura de las válvulas de diafragma del patín de regulación.
		3.4	Incapacidad de medir las condiciones de P y T del GN.
4	Realizar el envío de GN hacia la EMRyC Energía de Celaya a través de una de las tres alternativas existentes, manteniendo las condiciones de temperatura y presión obtenidas al salida de la EMRyC Juventino (P operación = 3,723.168 kPa, P operación max = 8,459.866 kPa P diseño = 9,928.451 kPa Capacidad max = 7.08 millones m3/día).	4.1	Incapacidad del sistema para transportar el GN de un punto a otro.
5	Regular el GN recibido en la EMRyC Energía de Celaya a las condiciones establecidas para la operación de la CCC Energía de Celaya (P operación = 3,723.168 kPa, P operación max = 8,459.866 kPa P diseño = 9,928.451 kPa Capacidad max = 7.08 millones m3/día).	5.1	Incapaz de regular la presión de GN de recibo proveniente de las alternativas derivadas de la ruta principal.
		5.2	Incapacidad de filtrar las partículas de humedad del GN, y enviar el combustible hacia el patín de regulación de flujo.
		5.3	Incapacidad de apertura de las válvulas de diafragma del patín de regulación.
		5.4	Incapacidad de medir las condiciones de P y T del GN.
6	Recibir GN del gasoducto propiedad de CENAGAS en la interconexión Celaya a	6.1	Incapaz de recibir GN proveniente del gasoducto de propiedad de CENAGAS.

**Análisis funcional**

Funciones	No.	Falla funcional
una presión de 5,860.54 kPa.		

*Tabla. Análisis funcional de la metodología AMEF.*

**Identificación de modos de falla**

Los modos de falla fueron identificados para cada falla funcional, pudiéndose tener el caso que varios modos de falla originen la misma falla.

**Metodología AMEF - Modo de falla**

Falla funcional	No.	Modo de falla	Observaciones
1.1 Incapacidad de regular la presión proveniente del gasoducto propiedad de TransCanada, dentro de la EMRyC Juventino.	1.1.1	Desabasto de combustible del gasoducto de TransCanada.	Ninguna
	1.1.2	Fallo en la válvula de ingreso a las EMRyC.	Ninguna
	1.1.3	Fallo en el tren de medición de las EMRyC.	Ninguna
	1.1.4	Taponamiento del filtro coalescedor.	Ninguna
1.2 Incapacidad de paso de flujo de GN por las válvulas de seccionamiento 1 y/o 2.	1.2.1	Fallo en el sistema neumática de control de la válvula de corte.	Ninguna
	1.2.2	Obstrucción de las válvulas de corte que impidan pueden ser abiertas.	Ninguna
	1.2.3	Falla en los instrumentos de medición y control.	Ninguna
1.3 Incapacidad del sistema de transporte (tubería del gasoducto), para trasladar el GN de un punto a otro.	1.3.1	Fractura en el cuerpo del gasoducto.	Ninguna
	1.3.2	Falta de sellos mecánicos en bridas de la ductería.	Ninguna
	1.3.3	Separación de bridas, codos o elementos de conexión en el cuerpo del gasoducto.	Ninguna
1.4 Desabasto de combustible en los gasoductos propiedad de TransCanada/CENAGAS.	1.4.1	Cierre de válvula de suministro por parte de TransCanada/Cenagas.	Ninguna
	1.4.2	Falta de suministro de combustible por parte de TransCanada/Cenagas.	Ninguna
2.1 Incapaz de recibir GN proveniente del gasoducto de propiedad de Transcanada/Cenagas.	2.1.1	El flujo volumétrico del gasoducto propiedad TransCanada/Cenagas, está por debajo del rango normal de operación.	Ninguna
	2.1.2	Exista una fractura o fuga en el gasoducto de recibo.	Ninguna

**Metodología AMEF - Modo de falla**

Falla funcional		No.	Modo de falla	Observaciones
		2.1.3	Que exista una fractura en la obra de interconexión con el gasoducto propiedad de TransCanada/Cenagas.	Ninguna
3.1	Incapacidad de reducir la presión de GN a un rango de 3,723.168 kPa.	3.1.1	Falla en los equipos de medición y control de la estación, por lo que no se reduce la presión al rango establecido.	Ninguna
		3.1.2	Falla en el funcionamiento de los equipos de medición.	Ninguna
		3.1.3	Falla en el envío de lecturas al sistema SCADA.	Ninguna
		3.1.4	Falla en los sistemas de alarma de la instrumentación.	Ninguna
3.2	Incapacidad de filtrar las partículas de humedad del GN, y enviar el combustible hacia el patín de regulación de flujo.	3.2.1	Obstrucción de orificios de control neumático	Ninguna
		3.2.2	Deterioro de los sellos mecánicos	Ninguna
		3.2.3	Daño o afectación de los elementos internos del filtro.	Ninguna
3.3	Incapacidad de apertura de las válvulas de diafragma del patín de regulación.	3.3.1	Falla en el sistema de control neumática de la válvula.	Ninguna
		3.3.2	Obstrucción de la válvula de diafragma por algún elemento mecánico que impida su apertura.	Ninguna
		3.3.3	Falla en Envío de señal errónea en el sistema SCADA.	Ninguna
3.4	Incapacidad de medir las condiciones de P y T del GN.	3.4.1	Falla en los instrumento de medición.	Ninguna
		3.4.2	Falla en el sistema de suministro de aire para instrumentos.	Ninguna
		3.4.3	Falla en el envío de lecturas al sistema SCADA.	Ninguna
		3.4.4	Falla en los sistemas de alarma de la instrumentación.	Ninguna
4.1	Incapacidad del sistema para transportar el GN de un punto a otro.	4.1.1	Fractura en el cuerpo del gasoducto.	Ninguna
		4.1.2	Falta de sellos mecánicos en bridas de la ductería.	Ninguna
		4.1.3	Separación de bridas, codos o elementos de conexión en el cuerpo del gasoducto.	Ninguna
5.1	Incapaz de regular la presión de GN de recibo	4.2.1	Inadecuado seguimiento del plan de mantenimiento preventivo de	Ninguna

**Metodología AMEF - Modo de falla**

Falla funcional		No.	Modo de falla	Observaciones
	proveniente de las alternativas derivadas de la ruta principal.		las instalaciones.	
		4.2.2	Falla operativa en la válvula de diafragma del patín de medición y control.	Ninguna
		4.2.3	Fallo en los instrumentos de medición.	Ninguna
5.2	Incapacidad de filtrar las partículas de humedad del GN, y enviar el combustible hacia el patín de regulación de flujo.	5.2.1	Taponamiento del filtro coalescedor, por obstrucción de los orificios de control neumático.	Ninguna
		5.2.2	Falla del sistema de suministro de aire para el funcionamiento del paquete de filtración.	Ninguna
		5.2.3	Para de la operación de los equipos por activación de sistemas de emergencia.	Ninguna
5.3	Incapacidad de apertura de las válvulas de diafragma del patín de regulación.	5.3.1	Falla en el sistema neumático de operación de las válvulas de corte.	Ninguna
		5.3.2	Falla en el sistema de control neumática de la válvula.	Ninguna
		5.3.3	Obstrucción de la válvula de diafragma por algún elemento mecánico que impida su apertura.	Ninguna
		5.3.4	Falla en Envío de señal errónea en el sistema SCADA.	Ninguna
5.4	Incapacidad de medir las condiciones de P y T del GN.	5.4.1	Falla en los instrumento de medición.	Ninguna
		5.4.2	Falla en el sistema de suministro de aire para instrumentos.	Ninguna
		5.4.3	Falla en el envío de lecturas al sistema SCADA.	Ninguna
		5.4.4	Falla en los sistemas de alarma de la instrumentación.	Ninguna
6.1	Incapaz de recibir GN proveniente del gasoducto de propiedad de CENAGAS.	6.1.1	Desabasto de combustible del gasoducto de CENAGAS.	Ninguna
		6.1.2	Fallo en la válvula de ingreso a las EMRYC Energía de Celaya.	Ninguna
		6.1.3	Fallo en el tren de medición de las EMRYC energía de Celaya.	Ninguna
		6.1.4	Taponamiento del filtro coalescedor.	Ninguna

**Tabla. Modo de falla de la metodología AMEF.**

**Nota:** Los modos de falla mostrados en la tabla anterior, los cuales se indica que no aplican, se

debe a que es poco fiables de ocurrir debido a que la instalación no tiene control sobre la ocurrencia de los mismos.

### **Efectos y consecuencias de las fallas**

Una vez identificados los posibles modos de falla que pueden causar pérdida de la función, es necesario identificar cuales son los efectos que provoca la ocurrencia de este modo de falla en el sistema.

#### **Metodología AMEF - Efectos de las fallas**

<b>Modo de falla</b>	<b>Efectos de falla</b>	<b>Consecuencias de la falla</b>
1.1.1	Desabasto de combustible del gasoducto de TransCanada.	No se suministrara GN al gasoducto Cortázar, y por consecuencia a la CCC Energía de Celaya para la operación de los 3 generadores de energía eléctrica con los que se contará.
1.1.2	Fallo en la válvula de ingreso a las EMRyC.	No se recibirá GN a la EMRyC Juventino. Posible daño a los equipos de medición al no existir flujo de GN en el sistema.
1.1.3	Fallo en el tren de medición de las EMRyC.	El GN puede no ajustarse a las condiciones de operación y de diseño requeridas.
1.1.4	Taponamiento del filtro coalescedor.	Incremento de la presión de operación de GN dentro del filtro, que puede ocasionar apertura de la PSV, para en el sistema.
1.2.1	Fallo en el sistema neumático de control de la válvula de corte.	La válvula no podrá ser abierta o cerrada de manera adecuada en caso de requerirlo.
1.2.2	Obstrucción de las válvulas de corte que impidan pueden ser abiertas.	No se abastecerá a la CCC Energía de Celaya con GN para la operación de los generadores de energía eléctrica.
1.2.3	Falla en los instrumentos de medición y control.	Error en la lectura de los parámetros de control que se tienen en la válvula de corte del sistema. Sobrepresión originada por la lectura errónea de la instrumentación.
1.3.1	Fractura en el cuerpo del gasoducto.	Fuga de GN sin control que al mezclarse con el aire y en condiciones adecuadas puede genera una nube explosiva, misma que en contacto con una fuente de ignición puede ocasionar una explosión.
1.3.2	Falta de sellos mecánicos en bridas de la ductería.	
1.3.3	Separación de bridas, codos o elementos de conexión en el cuerpo	

**Metodología AMEF - Efectos de las fallas**

<b>Modo de falla</b>	<b>Efectos de falla</b>	<b>Consecuencias de la falla</b>
	del gasoducto.	
1.4.1	Cierre de válvula de suministro por parte de TransCanada/Cenagas.	No se tendrá combustible para enviar a la CCC Energía de Celaya.
1.4.2	Falta de suministro de combustible por parte de TransCanada/Cenagas.	
2.1.1	El flujo volumétrico del gasoducto propiedad TransCanada/Cenagas, está por debajo del rango normal de operación.	No se suministrara el GN necesario para cumplir los requerimientos de la CCC Energía de Celaya.
2.1.2	Exista una fractura o fuga en el gasoducto de recibo.	El gas natural puede formar una mezcla explosiva con el aire que al estar en contacto con una fuente de ignición puede generar una explosión.  En su caso puede existir afectación al gasoducto de Cortázar incluyendo la obra de interconexión y la EMRYC Juventino.
2.1.3	Que exista una fractura en la obra de interconexión con el gasoducto propiedad de TransCanada/Cenagas.	El gas natural puede formar una mezcla explosiva con el aire que al estar en contacto con una fuente de ignición puede generar una explosión.
3.1.1	Falla en los equipos de medición y control de la estación, por lo que no se reduce la presión al rango establecido.	Apertura de las valvas de seguridad de presión, para desfogar el sistema. Si la cantidad de GN liberada es considerable, puede formar una mezcla explosiva con el aire que al estar en contacto con una fuente de ignición puede generar una explosión.  Envío de datos incorrectos al cuarto de control, que pueden ocasionar una despresurización o sobrepresión en el sistema.
3.1.2	Falla en el funcionamiento de los equipos de medición.	Envío de datos incorrectos al cuarto de control, que pueden ocasionar una despresurización o sobrepresión en el sistema.
3.1.3	Falla en el envío de lecturas al sistema SCADA.	
3.1.4	Falla en los sistemas de alarma de la instrumentación.	
3.2.1	Obstrucción de orificios de control neumático.	Aumento de la presión en el filtro coalescente, que puede ocasionar la apertura de la válvula de seguridad del sistema.

**Metodología AMEF - Efectos de las fallas**

<b>Modo de falla</b>	<b>Efectos de falla</b>	<b>Consecuencias de la falla</b>
3.2.2	Deterioro de los sellos mecánicos	Mal funcionamiento del filtro, con posibles fugas de GN por Falta de sellos mecánicos.
3.2.3	Daño o afectación de los elementos internos del filtro.	
3.3.1	Falla en el sistema de control neumática de la válvula.	La válvula no podrá ser abierta y cerrada ocasionado sobrepresión al no poder controlar el flujo volumétrico del gas que ingresa a EMRyC.
3.3.2	Obstrucción de la válvula de diafragma por algún elemento mecánico que impida su apertura.	
3.3.3	Falla en Envío de señal errónea en el sistema SCADA.	Envío e datos incorrectos a l cuarto de control, que pueden ocasionar una despresurización o sobrepresión en el sistema.
3.4.1	Falla en los instrumento de medición.	
3.4.2	Falla en el sistema de suministro de aire para instrumentos.	
3.4.3	Falla en el envío de lecturas al sistema SCADA.	
3.4.4	Falla en los sistemas de alarma de la instrumentación.	
4.1.1	Fractura en el cuerpo del gasoducto.	Fuga de GN sin control que al mezclarse con el aire y en condiciones adecuadas puede genera una nube explosiva, misma que en contacto con una fuente de ignición puede ocasionar una explosión.
4.1.2	Falta de sellos mecánicos en bridas de la ductería.	
4.1.3	Separación de bridas, codos o elementos de conexión en el cuerpo del gasoducto.	
4.2.1	Inadecuado seguimiento del plan de mantenimiento preventivo de las instalaciones.	Desgaste en los equipos y válvulas de las EMRyC así como como en la trayectoria del gasoducto.
4.2.2	Falla operativa en la válvula de diafragma del patín de medición y control.	El GN no podrá ser ingresado a la estación, así como no se podrá regular la presión y flujo de la línea.
4.2.3	Fallo en los instrumentos de medición.	Lecturas incorrectas o envío de datos incorrectos al cueto de control, porque se desconocerá las condiciones del GN.
5.2.1	Taponamiento del filtro coalescedor, por obstrucción de los orificios de control neumático.	Incremento de la presión de GN al interior del filtro, que puede provocar la apertura de la válvula PSV.
5.2.2	Falla del sistema de suministro de aire para el funcionamiento del paquete de filtración.	No se tendrá flujo de gas que ingrese a la EMRyC, ya que el GN no podrá ser filtrado.

**Metodología AMEF - Efectos de las fallas**

<b>Modo de falla</b>	<b>Efectos de falla</b>	<b>Consecuencias de la falla</b>
		La presencia de partículas de humedad e impurezas en el GN pueden provocar daños a las válvulas e instrumentación de la EMRyC.
5.2.3	Paro de la operación de los equipos por activación de sistemas de emergencia.	Incremento de la presión en el sistema. Fala en la calibración de los instrumentos de medición. Activación manual de paro de emergencia por error humano.
5.3.1	Falla en el sistema neumático de operación de las válvulas de corte.	Falla mecánica en el compresor para suministro de instrumentos de aire.
5.3.2	Falla en el sistema de control neumática de la válvula.	Taponamiento de las tuberías de aire por acumulación de impurezas.
5.3.3	Obstrucción de la válvula de diafragma por algún elemento mecánico que impida su apertura.	Exceso de humedad en el GN de recibo que puede producir oxidación en los elementos internos de la válvula. Acumulación de partículas (suciedad) contenida GN de recibo, que no fue atrapada por el filtro.
5.3.4	Falla en Envío de señal errónea en el sistema SCADA.	Falla en el sistema eléctrico de la EMRyC. Corte de energía eléctrica en la EMRyC, con falla en sistema de generación de energía de emergencia por falta de mantenimiento.
5.4.1	Falla en los instrumento de medición.	Descuido en los periodos de calibración de los instrumentos de medición de P y T. Oxidación interna en los instrumentos de medición y sus válvulas por exceso de humedad en el sistema de aire de instrumentos.
5.4.2	Falla en el sistema de suministro de aire para instrumentos.	Fractura de tubería de aire para instrumentos por golpe en maniobras de mantenimiento. Exceso de humedad en tubería que provoco corrosión y su posterior fractura.
5.4.3	Falla en el envío de lecturas al sistema SCADA.	Corte de energía eléctrica en las EMRyC. Falta de mantenimiento a los paneles del sistema SCADA en campo.
5.4.4	Falla en los sistemas de alarma de la instrumentación.	Carencia de mantenimiento adecuado en los sistemas de instrumentación e alarma, de curdo a los programas de mantenimiento preventivo de la organización.
6.1.1	Desabasto de combustible del gasoducto de CENAGAS.	No se suministrara GN al gasoducto Cortázar, y por consecuencia a la CCC Energía de Celaya

**Metodología AMEF - Efectos de las fallas**

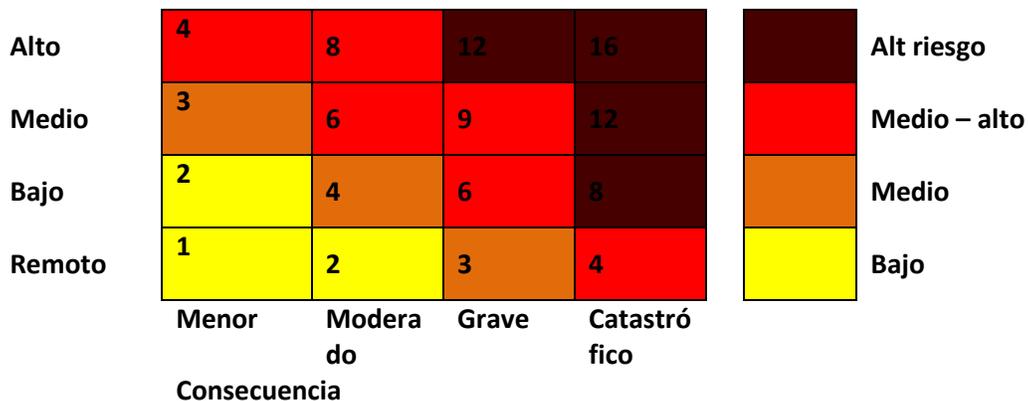
Modo de falla	Efectos de falla	Consecuencias de la falla
		para la operación de los 3 generadores de energía eléctrica con los que se contará.
6.1.2	Fallo en la válvula de ingreso a las EMRyC Energía de Celaya.	No se recibirá GN a la EMRyC Energía de Celaya. Posible daño a los equipos de medición al no existir flujo de GN en el sistema.
6.1.3	Fallo en el tren de medición de las EMRyC energía de Celaya.	El GN puede no ajustarse a las condiciones de operación y de diseño requeridas.
6.1.4	Taponamiento del filtro coalescedor.	Incremento de la presión de operación de GN dentro del filtro, que puede ocasionar apertura de la PSV, para en el sistema.

**Tabla. Efectos de las fallas de la metodología AMEF.**

Con los efectos identificados se evaluarán las consecuencias de los mismos. Los efectos nos dan una excelente referencia del comportamiento de la falla y de la forma en la que esta se manifiesta.

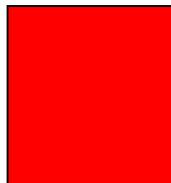
**Jerarquización del riesgo**

La jerarquización del riesgo tiene como finalidad identificar aquellos modos de falla que tienen un mayor impacto en la seguridad de la instalación. La jerarquización, mencionada en la metodología como "criticidad", consiste en calificar la frecuencia de ocurrencia del modo de falla, por sus consecuencias, en este caso, el valor mayor de la categoría de consecuencia, es el mandatorio. Con los resultados, el riesgo es ordenado en función del mayor al menor.



 **Riesgo intolerable:** El riesgo requiere acción inmediata; el costo no debe ser una limitación y el no hacer nada no es una opción aceptable. Un riesgo Tipo "A" representa una situación de emergencia y deben establecerse controles temporales inmediatos. La mitigación debe hacerse por medio de controles de ingeniería y/o factores humanos

 hasta reducirlo a Tipo C o de preferencia a Tipo D, en un lapso de tiempo menor a 90 días

 **Riesgo indeseable:** El riesgo debe ser reducido y hay margen para investigar y analizar a más detalle. No obstante, la acción correctiva debe darse en los próximos 90 días. Si la solución se demora más tiempo, deben establecerse controles temporales inmediatos en sitio, para reducir el riesgo.

 **Riesgo aceptable con controles:** El riesgo es significativo, pero se pueden compensar con las acciones correctivas en el paro de instalaciones programado, para no presionar programas de trabajo y costos. Las medidas de solución para atender los hallazgos deben darse en los próximos 18 meses. La mitigación debe enfocarse en la disciplina operativa y en la confiabilidad de los sistemas de protección.

 **Riesgo razonablemente aceptable:** El riesgo requiere control, pero es de bajo impacto y puede programarse su atención conjuntamente con otras mejoras operativas.

**Tabla V.4. Matriz de riesgos**

Categoría	Cuantitativo	Cualitativo
ALTA	> 1 en 10 años	El evento de ha presentado o puede presentarse en los próximos 10 años.
MEDIA	1 en 10 años a 1 en 100 años	Puede ocurrir al menos una vez en la vida de las instalaciones.
BAJA	1 en 100 años a 1 en 1000 años	Concebible; nunca ha sucedido en el centro de trabajo, pero probablemente ha ocurrido en alguna instalación similar.
REMOTA	< 1 en 1000 años	Esencialmente imposible. No es realista que ocurra.

**Tabla. Categoría de frecuencias**

Con los resultados, el riesgo es ordenado en función del mayor al menor, las categorías se toman de las Tablas 4 y 5. Los resultados de la calificación de frecuencia por consecuencia y su jerarquización se muestran en la tabla siguiente:

**Metodología AMEF - Consecuencias**

Modo de falla		F	Consecuencias			Riesgo = FxC <sub>max</sub>
			Pe	MA	Pr	
1.1.1	Desabasto de combustible del gasoducto de TransCanada.	Bajo	Menor	Moderado	Catastrófico	8
1.1.2	Fallo en la válvula de ingreso a las EMRyC.	Medio	Menor	Moderado	Catastrófico	12

**Metodología AMEF - Consecuencias**

Modo de falla		F	Consecuencias			Riesgo = FxC <sub>max</sub>
			Pe	MA	Pr	
1.1.3	Fallo en el tren de medición de las EMRyC.	Medio	Grave	Catastrófico	Catastrófico	12
1.1.4	Taponamiento del filtro coalescedor.	Medio	Moderado	Grave	Grave	9
1.2.1	Fallo en el sistema neumático de control de la válvula de corte.	Medio	Moderado	Grave	Grave	9
1.2.2	Obstrucción de las válvulas de corte que impidan pueden ser abiertas.	Medio	Moderado	Grave	Catastrófico	12
1.2.3	Falla en los instrumentos de medición y control.	Medio	Moderado	Catastrófico	Catastrófico	12
1.3.1	Fractura en el cuerpo del gasoducto.	Alto	Grave	Catastrófico	Catastrófico	16
1.3.2	Falta de sellos mecánicos en bridas de la ductería.	Medio	Moderado	Catastrófico	Catastrófico	12
1.3.3	Separación de bridas, codos o elementos de conexión en el cuerpo del gasoducto.	medio	Moderado	Grave	Grave	9
1.4.1	Cierre de válvula de suministro por parte de TransCanada.	Bajo	Menor	Moderado	Catastrófico	8
1.4.2	Falta de suministro de combustible por parte de TransCanada.	Bajo	Menor	Moderado	Catastrófico	8
2.1.1	El flujo volumétrico del gasoducto propiedad TransCanada, está por debajo del rango normal de operación.	Bajo	Menor	Moderado	Catastrófico	8
2.1.2	Exista una fractura o fuga en el gasoducto de recibo.	Medio	Menor	Catastrófico	Catastrófico	12
2.1.3	Que exista una fractura en la obra de interconexión con el gasoducto propiedad de TransCanada.	Medio	Moderado	Catastrófico	Catastrófico	12
3.1.1	Falla en los equipos de medición y control de la estación, por lo que no se reduce la presión al rango establecido.	Medio	Moderado	Grave	Grave	9
3.1.2	Falla en el funcionamiento de los equipos de medición.	Medio	Grave	Grave	Grave	9
3.1.3	Falla en el envío de lecturas al sistema SCADA.	Medio	Moderado	Grave	Grave	9
3.1.4	Falla en los sistemas de alarma de la instrumentación.	Medio	Moderado	Grave	Grave	9
3.2.1	Obstrucción de orificios de control neumático.	Medio	Moderado	Grave	Grave	9

**Metodología AMEF - Consecuencias**

Modo de falla		F	Consecuencias			Riesgo = FxC <sub>max</sub>
			Pe	MA	Pr	
3.2.2	Deterioro de los sellos mecánicos	Alto	Moderado	Grave	Grave	9
3.2.3	Daño o afectación de los elementos internos del filtro.	Medio	Moderado	Grave	Grave	9
3.3.1	Falla en el sistema de control neumática de la válvula.	Medio	Moderado	Grave	Grave	9
3.3.2	Obstrucción de la válvula de diafragma por algún elemento mecánico que impida su apertura.	Medio	Moderado	Grave	Grave	9
3.3.3	Falla en Envío de señal errónea en el sistema SCADA.	Medio	Moderado	Catastrófico	Catastrófico	12
3.4.1	Falla en los instrumento de medición.	Medio	Moderado	Catastrófico	Catastrófico	12
3.4.2	Falla en el sistema de suministro de aire para instrumentos.	Medio	Moderado	Grave	Grave	9
3.4.3	Falla en el envío de lecturas al sistema SCADA.	Medio	Moderado	Grave	Grave	9
3.4.4	Falla en los sistemas de alarma de la instrumentación.	Medio	Moderado	Grave	Grave	9
4.1.1	Fractura en el cuerpo del gasoducto.	Alto	Moderado	Catastrófico	Catastrófico	12
4.1.2	Falta de sellos mecánicos en bridas de la ductería.	Medio	Moderado	Grave	Grave	9
4.1.3	Separación de bridas, codos o elementos de conexión en el cuerpo del gasoducto.	Medio	Moderado	Grave	Grave	9
4.2.1	Inadecuado seguimiento del plan de mantenimiento preventivo de las instalaciones.	Medio	Grave	Catastrófico	Catastrófico	12
4.2.2	Falla operativa en la válvula de diafragma del patín de medición y control.	Medio	Grave	Catastrófico	Catastrófico	12
4.2.3	Fallo en los instrumentos de medición.	Medio	Grave	Catastrófico	Catastrófico	12
5.2.1	Taponamiento del filtro coalescedor, por obstrucción de los orificios de control neumático.	Alto	Moderado	Grave	Grave	9
5.2.2	Falla del sistema de suministro de aire para el funcionamiento del paquete de filtración.	Medio	Moderado	Grave	Grave	9
5.2.3	Para de la operación de los equipos por activación de sistemas de	Medio	Moderado	Grave	Catastrófico	12

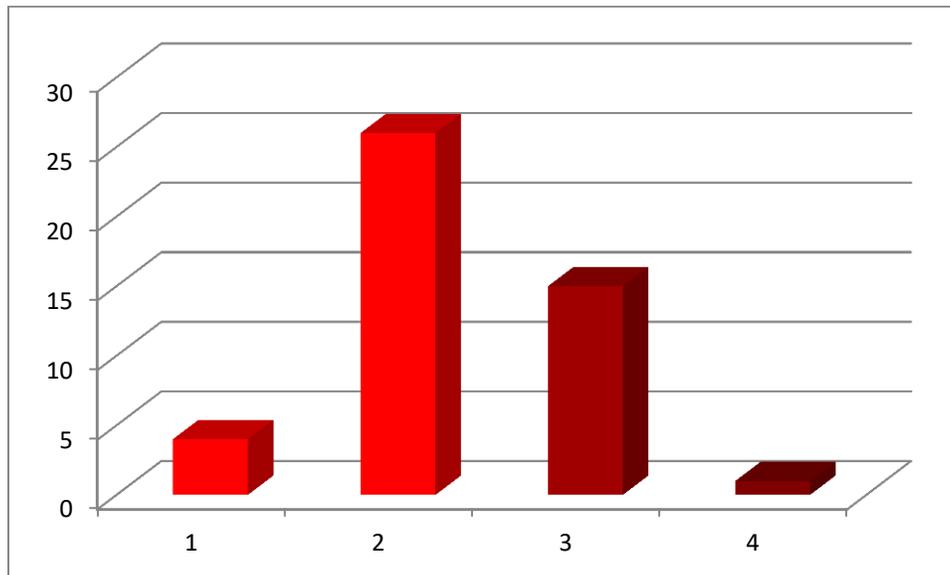
**Metodología AMEF - Consecuencias**

Modo de falla	F	Consecuencias			Riesgo = FxC <sub>max</sub>	
		Pe	MA	Pr		
emergencia.						
5.3.1	Falla en el sistema neumático de operación de las válvulas de corte.	Medio	Moderado	Grave	Grave	9
5.3.2	Falla en el sistema de control neumática de la válvula.	Medio	Moderado	Grave	Grave	9
5.3.3	Obstrucción de la válvula de diafragma por algún elemento mecánico que impida su apertura.	Medio	Grave	Catastrófico	Catastrófico	12
5.3.4	Falla en Envío de señal errónea en el sistema SCADA.	Medio	Moderado	Grave	Grave	9
5.4.1	Falla en los instrumento de medición.	Medio	Moderado	Grave	Grave	9
5.4.2	Falla en el sistema de suministro de aire para instrumentos.	Medio	Moderado	Grave	Grave	9
5.4.3	Falla en el envío de lecturas al sistema SCADA.	Medio	Moderado	Grave	Grave	9
5.4.4	Falla en los sistemas de alarma de la instrumentación.	Medio	Moderado	Grave	Grave	9
6.1.1	Desabasto de combustible del gasoducto de CENAGAS.	Bajo	Menor	Moderado	Catastrófico	8
6.1.2	Fallo en la válvula de ingreso a las EMRyC Energía de Celaya.	Medio	Menor	Moderado	Catastrófico	12
6.1.3	Fallo en el tren de medición de las EMRyC energía de Celaya.	Medio	Grave	Catastrófico	Catastrófico	12
6.1.4	Taponamiento del filtro coalescedor.	Medio	Moderado	Grave	Grave	9

**F:** Frecuencia del modo de falla; **Pe:** Consecuencia al personal; **MA:** Consciencia al medio ambiente; **Pr:** Consecuencias a la producción

**Tabla. Metodología AMEF Consecuencias**

En la figura siguiente se muestra el histograma de riesgo para los modos de falla identificados y evaluados.



**Figura Diagrama de flujo simplificado de la producción de mezcla asfáltica.**

### **Análisis de operabilidad (HAZOP)**

Esta técnica forma parte del Análisis de Seguridad de los Procesos Industriales y tiene como objetivo fundamental establecer medios de detección y previsión de accidentes durante la operación normal de las unidades de proceso productivas o de servicio.

El método tiene su ámbito de aplicación desde la fase del proyecto e inclusive en su vida operativa, principalmente para corregir anomalías del diseño conceptual o para prevenir omisiones en la operación y buena marcha en la actividad productiva.

La aplicación del Análisis de Operabilidad tiene como objetivo localizar la perspectiva de ocurrencia de un accidente en el manejo de las sustancias químicas y establecer una revisión sistemática de la instalación para llegar a modificar el proceso, servicio, diseño, prácticas y aún los criterios de seguridad de las instalaciones bajo revisión.

El área de estudio se revisa bajo la premisa de la viabilidad de ocurrencia con absoluta independencia de las buenas prácticas y los buenos resultados de la industria, ya que las estadísticas de eventos de riesgo han invadido los historiales de empresas consideradas líderes en la seguridad y operabilidad industrial, la técnica permite detectar y evaluar riesgos potenciales que sean la causa de fugas, derrames o dispersión de materiales que resultasen en incidentes o accidentes que se reflejen en daños al personal, al ambiente, a la población civil y los costos económicos derivados de las pérdidas físicas y operativas.

La técnica del Análisis de Operabilidad emplea una serie de Palabras Guía utilizadas para calificar o definir las desviaciones de las condiciones ordinarias del trabajo operativo, dichas palabras son:

- **NO** Negación de la actividad operativa.

- **MAS** Considera una variable en exceso a su condición habitual.
- **MENOS** Considera una variable menor al valor nominal esperado.
- **ADEMÁS DE** Existen sustancias adicionales a las especificadas.

Previamente debemos identificar las **VARIABLES OPERATIVAS** que describen físicamente el comportamiento de la operación en cuánto a flujo, presión o temperatura.

**DESVIACIÓN:** Modificación de la variable o parámetro de su comportamiento normal.

**NODOS:** Secciones de equipo de proceso o de tubería, válvulas de paso, válvulas de seguridad e instrumentos que actúan como contenedores de la sustancia y en donde pueden ocurrir incidentes o accidentes como una función de sus condiciones físicas u operativas anormales.

La combinación de palabra guía y parámetros se aplican a la identificación de causas, estimación de consecuencias, y recomendaciones necesarias para solventar alguna anomalía.

Los elementos de análisis que consideraron la definición del sistema, toma en cuenta las siguientes secciones del sistema:

Ruta principal Gasoducto de Cortázar
Interconexión Cortázar 1
Interconexión Cortázar 2
Interconexión Cortázar 3
EMRyC Energía de Celaya.

Para su evaluación, en el primer renglón se señalan los elementos que se vinculan con el factor evaluado como son:

Parámetro de proceso
Desviación
Posibles causas
Posibles consecuencias
Recomendaciones

Para lograr una mayor sensibilidad de los riesgos que se puedan producir en el funcionamiento normal y que ésta proporcione una visión general y una idea de los puntos que pueden desencadenar situaciones de riesgo en la operación, ya sea en las actividades de almacenamiento, líneas de distribución, y en el suministro, en este estudio se emplean palabras guía más adecuadas que al combinarse con los parámetros seleccionados muestran la posible presencia de un riesgo ambiental (fuga, incendio y/o explosión) que pueda afectar al personal, al ambiente o a las instalaciones.

Los parámetros de proceso evaluados fueron:

Flujo
Presión
Temperatura
Corrosión
Afectaciones por terceras partes
Operaciones incorrectas

Los conceptos descritos se aplican a los siguientes nodos:

- I. Ruta principal Gasoducto de Cortázar
- II. Interconexión Energía de Celaya (alternativa 1, 2 y 3)
- III. Interconexión Gasoducto CENAGAS

ANÁLISIS DE OPERABILIDAD		
NODO	INTENCIÓN	CONCEPTO ANALIZADO
I Ruta principal Gasoducto de Cortázar.	Abastecer de GN a la "CC Energía de Celaya".  COORDENADAS DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP	Integridad del gasoducto, EMRyC (accesorios y válvulas), válvulas de seccionamiento.
II Interconexión Energía d Celaya (alternativa 1, 2 y 3)	Abastecer de GN a la "CC Energía de Celaya". Entregando el GN en la interconexión con la EMRyC Energía de Celaya, ubicada dentro de la CC.  COORDENADAS DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP	Integridad del gasoducto, (accesorios y válvulas) y EMRyC Energía de Celaya.
III Interconexión Gasoducto CENAGAS	Abastecer de GN a la "CC Energía de Celaya".  El tubo de conexión tendrá una longitud menor a 150 m.	Integridad de la tubería (accesorios y válvulas) e interconexión con el gasoducto CENAGAS.

El estudio HAZOP examina cada parte del sistema para identificar las posibles variables significativas que impliquen un grado de vulnerabilidad o riesgo para el sistema, en condiciones operativas normales, para proponer las medidas preventivas y/o correctivas al sistema, y con ello complementar las políticas de protección ambiental con que cuenta la empresa.

**Selección de los eventos de riesgo.**

Para la Jerarquización de los riesgos identificados mediante la Metodología utilizada (HAZOP), se utilizó una Matriz de Interacciones, la cual se describe a continuación:

### Matriz de Interacciones

Este método sirve para jerarquizar los eventos que pueden presentarse, asignando un índice de frecuencia y un índice de consecuencias, tomando al producto de los dos índices para llegar a un índice individual. El índice de frecuencia es determinado por apreciación en vez de realizarlo de una forma rigurosa. El índice de consecuencias, se determina en función a la estimación de consecuencias.

Debido a que la asignación de los índices es por apreciación, se están tomando los siguientes criterios utilizados.

#### CRITERIOS USADOS PARA LA ASIGNACIÓN DE ÍNDICES DE FRECUENCIA.

VALOR DE FRECUENCIA	ORDEN DE LA MAGNITUD	PROBABILIDAD O FRECUENCIA
4	10% de probabilidad por año	Altamente probable, tiene una posibilidad de ocurrencia del 100%
3	1% de probabilidad por año	Probable, Grandes posibilidades de ocurrencia, probabilidad de ocurrencia entre un 10 al 100%
2	Una vez en 1,000 años	Posible, algunas posibilidades de ocurrencia, probabilidad de ocurrencia entre el 1 y 10%
1	Una vez en 10,000 años	Improbable, mínima o ninguna probabilidad de ocurrencia, probabilidad de ocurrencia menor al 1%

#### CRITERIOS UTILIZADOS PARA LA ASIGNACIÓN DE ÍNDICES DE CONSECUENCIAS.

VALOR	SEVERIDAD	DESCRIPCIÓN DEL IMPACTO O SEVERIDAD				
		PERSONAS	AMBIENTE	ECONOMÍA	OPERACIONES	PROPIEDAD
4	CATASTRÓFICO Extremadamente peligroso	Muerte o lesiones fatales	Pérdidas de especies y subespecies	Pérdida total e incapacidad de reactivar el negocio	Parada total de la planta por más de un mes	Más del 50% de la propiedad con severos daños.
3	CRÍTICO Altamente Peligroso	Lesiones graves a las personas. Deshabilitades permanentes	Daños graves a las especies	Pérdidas parciales que incapacitan temporalmente al negocio	Parada total de la planta o la mayor parte de ésta por más de 2 semanas	Más del 25% de la propiedad con severos daños.

VALOR	SEVERIDAD	DESCRIPCIÓN DEL IMPACTO O SEVERIDAD				
		PERSONAS	AMBIENTE	ECONOMÍA	OPERACIONES	PROPIEDAD
2	MARGINAL Medianamente peligroso	Lesiones menores no deshabilitadoras	Organismos parcialmente afectados	Pérdidas menores que incapacitan al negocio temporalmente	Parada total de un área o sistema operativo de la planta por más de una semana.	Más del 10% de la propiedad con severos daños.
1	DESPRECIABLE Mínimo o ningún peligro	Tratamiento de primeros auxilios	No hay impacto en el ambiente	Pérdidas menores que no incapacitan al negocio	Parada total de un área o sistema operativo de la planta por más de 24 horas.	Menos del 1% de la propiedad con severos daños.

Con los índices de frecuencia y consecuencia, se calcula el índice de riesgo:

$$\text{Índice de Riesgo (R)} = \text{Índice de Frecuencia (F)} \times \text{Índice de Consecuencia (C)}$$

Para facilitar el cálculo, se realizará la ponderación de la frecuencia de la causa y la severidad de la consecuencia se procede a determinar los índices globales de riesgo, haciendo uso de la matriz de riesgo.

**MATRIZ DE RIESGO POR NODOS ANALIZADOS DEL GAS LP.**

FRECUENCIA	4	4	8	12	16
	3	3	6	9	12
	2	2	4	6	8
	1	1	2	3	4
		1	2	3	4
		CONSECUENCIA			

A continuación, se presenta la Tabla de resultados del análisis HAZOP, que considera las palabras guía, para cada una de las variables operativas definidas para el sistema con la determinación de la jerarquización de los riesgos potenciales resultantes:

**ANÁLISIS DE OPERABILIDAD**

SESIÓN / HOJA	I/1.1	FECHA: Diciembre 2018	SISTEMA: Gasoducto de Cortázar
NODO:	Ruta principal (Gasoducto de Cortázar)		UNIDAD: Gasoducto de Cortázar
INTENCIÓN:	Abastecer de GN a la "CC Energía de Celaya".		UBICACIÓN: Municipios de Santa Cruz de Juventino Rosas, San Juan de los Ríos y Cortázar, Estado de Guanajuato.
PARÁMETRO:	<p style="color: red; text-align: center;"><b>COORDENADAS DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP</b></p> <div style="background-color: black; width: 100%; height: 40px;"></div> <p>Flujo, presión, temperatura, corrosión, afectación por terceras partes, operaciones incorrectas.</p>		

PARÁMETRO	PALABRA GUÍA	DESVIACIÓN	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MEDIDAS DE SEGURIDAD	F	S	GRADO DE RIESGO	(R) RECOMENDACIONES
Flujo	No	1. No existe flujo de GN hacia la EMRyC Juventino.	1.1. La válvula de bola paso completo, se encuentra cerrada.	No se tendrá abastecimiento de gas en la EMRyC Juventino.	Verificar el correcto funcionamiento de la válvula.	1	2	2	Establecer programas de mantenimiento correctivo y preventivo que incluya los elementos que conforman el gasoducto.  Establecer un canal de comunicación con la compañía operadora del gasoducto Tula - Villa de Reyes" propiedad de Transcanada, al cual se interconectará el Gasoducto Cortázar, a fin de conocer las condiciones o problemas operativos que llegasen a afectar la operación del sistema.
			1.2. El filtro de humedad se encuentra tapado.	No se tendrá abastecimiento de gas en la CC EMRyC Juventino.  La presión del sistema puede aumentar en la sección previa al paso por el filtro por acumulación de GN.	Efectuar la revisión e inspección de los filtros de humedad.	1	2	2	
			1.3 La válvula de regulación de presión no se encuentra funcionando	Pueden presentarse fugas de GN en la válvula.	Incluir en el programa de mantenimiento preventivo la inspección y revisión de las válvulas de	3	4	12	

PARÁMETRO	PALABRA GUÍA	DESVIACIÓN	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MEDIDAS DE SEGURIDAD	F	S	GRADO DE RIESGO	(R) RECOMENDACIONES
			correctamente.		regulación de presión.				
Flujo	Menor	2. El flujo suministrado de GN hacia la EMRYC Juventino.	2.1. La tubería se encuentra obstruida.	El GN se acumula gradualmente y genera una sobrepresión en el sistema que impide un flujo adecuado.	Se contará con una válvula seguridad y paros de emergencia, lo que permitirá efectuar trabajos de mantenimiento, en caso de requerirse.	2	4	8	
			2.2. Mala interconexión en accesorios del gasoducto.	Fuga de GN y dispersión en la zona. En caso de existir condiciones ideales de homogeneidad y en presencia de una fuente de ignición es posible provocar una explosión.					
			2.3. Daño mecánico en la integridad del gasoducto.	El flujo de GN enviado a la CC Energía de Celaya no es continuo, ya que la presión disminuye.  Fuga de GN y dispersión en la zona. En caso de existir condiciones ideales de homogeneidad y en presencia de una	Se contará con medidores ultrasónicos dentro de la EMRYC del gasoducto que permitirán monitorear el flujo en GN enviado a la CC.  Se establecerá un programa de comunicación permanente con	4	4	16	

PARÁMETRO	PALABRA GUÍA	DESVIACIÓN	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MEDIDAS DE SEGURIDAD	F	S	GRADO DE RIESGO	(R) RECOMENDACIONES
				fuelle de ignición es posible provocar una explosión.	personal del CC Energía de Celaya para conocer los requerimientos de GN.				
			2.4 El flujo de GN suministrado por la Interconexión con Gasoducto Tula - Villa de Reyes-, no es constante.	No se tendrá abastecimiento adecuado de GN a la EMRyC Juventino.	Se contará con medidores ultrasónicos dentro de la EMRyC del gasoducto que permitirán monitorear el flujo en GN enviado a la CC Energía de Celaya.  Se establecerá un programa de comunicación permanente con personal del CC Energía de Celaya para conocer los requerimientos de GN.	2	2	4	Se deberá implementar y estandarizar un procedimiento para la verificación e inspección del correcto funcionamiento de los elementos que conforman la EMRyC del gasoducto.
Presión	Mayor	3. El GN recibido en la interconexión, se encuentra a una presión elevada con respecto a las condiciones normales de operación.	3.1 La presión interna del gasoducto aumentara, al suministrarse una cantidad mayor de GN.	Apertura de la válvula de alivio de presión. El GN liberado al en caso de existir condiciones ideales de homogeneidad y en presencia de una fuente de ignición es posible provocar una explosión.	La línea de distribución está seccionada por válvulas de control manual para cierre parcial del área.	2	4	8	Implementar un procedimiento de inspección de los elementos que conforman la EMRyC, por lo menos con una frecuencia diaria.
		4. Obstrucción en parte interna del gasoducto, debido impurezas	4.1. Mal funcionamiento del filtro de humedad, provocando el	Apertura de la válvula de alivio de presión. El GN liberado en caso de existir condiciones ideales	Cualquier variación en los parámetros monitoreados será registrada en las bitácoras operativas	4	4	16	Establecer programas de mantenimiento correctivo y preventivo que incluya los elementos que conforman la EMRyC.

PARÁMETRO	PALABRA GUÍA	DESVIACIÓN	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MEDIDAS DE SEGURIDAD	F	S	GRADO DE RIESGO	(R) RECOMENDACIONES
		contenidas en el flujo de GN.	paso de impurezas en la trayectoria del gasoducto.	de homogeneidad y en presencia de una fuente de ignición es posible provocar una explosión.	correspondientes, informando al supervisor en turno y al personal de seguridad, con el objetivo que se tomen las medidas adecuadas.				Destinar personal para actividades de seguridad y protección civil, como lo son: formación de brigadas, realizar simulacros, etc.
Presión	Menor	5. Se presenta daño en la integridad mecánica del ducto.	5.1. Debido a actividades de excavación en las inmediaciones del mismo.	Se presentan fuga de gas, con riesgo de provocar una explosión en caso de alcanzar una fuente ignición con probables daños al personal expuesto y a las instalaciones.	Se harán patrullajes periódicos a lo largo de todo el trazo del ducto con el fin de observar las condiciones de la superficie sobre el derecho de vía y en las zonas adyacentes, para conocer si hay indicios de fugas, o actividades de construcción iniciadas por terceros o cualquier otra condición que afecte la seguridad y la operación del gasoducto, de tal manera que se puedan iniciar medidas correctivas a la brevedad posible.	4	4	16	Establecer programas de mantenimiento correctivo y preventivo que incluya los elementos que conforman el gasoducto.  Se deberá establecer sistemas de comunicación para la prevención de accidentes, en el cual se contemple el reporte de actividades de excavación del público general a la empresa, mediante la difusión de un número de emergencia.
		6. Existe una fuga en las válvulas de regulación de presión, por mal funcionamiento.	6.1. El funcionamiento de la válvula de regulación de presión no es adecuado.	Se presentan fuga de gas, con riesgo de provocar una explosión en caso de alcanzar una fuente ignición con probables daños al	La válvula de regulación, estará asociado a un regulador de presión auto operado de reserva, en caso de falla. Asimismo, se	3	4	12	Se deberá supervisar y registrar de manera continua la operación de las válvulas de alivio de presión.  Implementar registros de mantenimiento y operación de las

PARÁMETRO	PALABRA GUÍA	DESVIACIÓN	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MEDIDAS DE SEGURIDAD	F	S	GRADO DE RIESGO	(R) RECOMENDACIONES
				personal expuesto y a las instalaciones.	contará con un <i>bypass</i> con un sistema idéntico (Regulador de presión auto operado con <i>slam shut valve</i> y Regulador de presión auto operado de reserva) en caso de mantenimiento o falla de los dispositivos.				de las EMRyC y sus elementos.
Temperatura	Mayor	7. Exceso de temperatura del GN que es transportado a través del gasoducto.	7.1. Incremento sustancial de la temperatura ambiental del sitio de proyecto.	Aumento de la presión interna del GN en el gasoducto.	Se contará con instrumentación adecuada para el monitoreo de temperatura en la trayectoria del gasoducto que serán supervisados de manera continua.  El personal encargado del monitoreo y control de las variaciones del proceso se deberá contar con la capacitación adecuada.	2	4	8	Mantener jornadas de capacitación del personal operativo de forma permanente.  Supervisar que los conocimientos impartidos en la capacitación sean aplicados en campo tanto en labores de mantenimiento como en la operación, para lo cual se debe calificar el trabajo individual de los operadores y localizar puntos débiles de operación.
				Apertura de las válvulas de alivio de presión, generando fuga masiva de GN.	Se contará con instrumentación adecuada para el monitoreo y control de temperatura en los recipientes de almacenamiento que serán supervisados de manera continua.	2	4	8	

PARÁMETRO	PALABRA GUÍA	DESVIACIÓN	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MEDIDAS DE SEGURIDAD	F	S	GRADO DE RIESGO	(R) RECOMENDACIONES
	Menor	8. Decremento de la presión interna en el gasoducto.	8.1 Condiciones ambientales adversas.	Complicaciones en el envío de GN hacia la CC Energía de Celaya.	Se contará con instrumentación adecuada para el monitoreo de temperatura en la trayectoria del gasoducto que serán supervisados de manera continua.  El personal encargado del monitoreo y control de las variaciones del proceso se deberá contar con la capacitación adecuada.	2	2	4	Mantener jornadas de capacitación del personal operativo de forma permanente.  Supervisar que los conocimientos impartidos en la capacitación sean aplicados en campo tanto en labores de mantenimiento como en la operación, para lo cual se debe calificar el trabajo individual de los operadores y localizar puntos débiles de operación.
Corrosión	Además	9. Se presenta corrosión interna en algunas secciones de la trayectoria del ducto.	9.1. El sistema de protección catódica no está funcionando correctamente.	Se puede presentar adelgazamiento de las paredes del gasoducto.	Se realizará el recubrimiento con materiales anticorrosivos de la totalidad de la tubería del gasoducto. Se contará con un Sistema de protección catódica.	4	4	16	Establecer un programa de inspección de revestimiento anticorrosivo, que incluya la corrección de defectos. Para prevenir la corrosión interna del gasoducto se deberá contemplar el recubrimiento interno de la tubería. Programar de manera periódica corridas de diablos para verificar la integridad de las tuberías.
			9.2. Los ánodos de sacrificio del sistema de protección catódica, deben de ser sustituidos.	Daño a la estructura mecánica que puede causar fuga y formación de nube explosiva, inflamable.	Se realizará el recubrimiento con materiales anticorrosivos de la totalidad de la tubería del gasoducto.	4	4	16	Establecer un programa de mantenimiento para el sistema de protección catódica del ducto. Monitorear la efectividad del sistema de protección catódica, mediante el uso de testigos de corrosión. Con el objetivo de determinar si el sistema de protección catódica se encuentra
			9.3 Acumulación de humedad en los soportes y anillos de suspensión de los	El gasoducto puede perder el revestimiento de pintura, debido a la expansión y	Se contará con un Sistema de protección catódica. En su caso, aplicar mantenimiento mayor y/o sustitución	3	4	12	

PARÁMETRO	PALABRA GUÍA	DESVIACIÓN	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MEDIDAS DE SEGURIDAD	F	S	GRADO DE RIESGO	(R) RECOMENDACIONES
			ductos.	contracción del mismo.	de líneas.				en óptimas condiciones. Se podrá incluir la realización de pruebas de intervalos cerrados En esta técnica, la lectura del sueloducto es tomada, sólo que ahora las lecturas son tomadas cada 2 a 15 pies a lo largo de la longitud del ducto. En este sentido, casi todas las interferencias localizadas o actividades potenciales de corrosión son detectadas.
Afectación por terceras personas	Además de	10. Daño a la integridad mecánica del gasoducto.	10.1 Utilización de equipos de excavación en áreas cercanas a la trayectoria el ducto.	Se puede presentar fuga de GN en las áreas dañadas el gasoducto. Con posible explosión al tenerse las condiciones adecuadas de homogeneidad del GN y una fuente de ignición.	El gasoducto (ruta principal) en su totalidad se construirá de manera subterránea, teniendo profundidades variadas, dependiendo de las condiciones del sitio. Sin embargo, de manera estándar este se encontrará a una profundidad promedio de 1.8 m.  La cubierta de la zanja donde se colocará el gasoducto será rellena con el material excavado, cuando las condiciones del suelo lo permitan. Para evitar daños con las rocas, la tubería se	3	4	12	Se deberá establecer un programa de vigilancia de la trayectoria del ducto, con la finalidad de detectar evidencias de fugas, así como amenazas al mismo, tales como equipos de excavación cerca del gasoducto, nuevas construcciones, etc.  La señalización a utilizar para señalar la trayectoria y derecho de vía del ducto, debe ser una marca clara y reconocible.
			10.2 Tráfico vehicular con vehículos de carga pesada en los cruces con las carreteras aledañas.	Se puede ocasionar fisura en la tubería del gasoducto, produciendo fuga de GN y explosión al encontrarse con una fuente de ignición.		3	4	12	Se deberá monitorear en el tráfico vehicular de las carreteras Salamanca – Celaya y Celaya Villagrán, con el objetivo de verificar de manera indirecta el estado del gasoducto.
			10.3 Uso de equipo para agricultura en la trayectoria del gasoducto.	Algunas de las áreas de la trayectoria del gasoducto pasaran por terrenos de cultivo, por lo que el uso de maquinaria		3	4	12	Es importante monitorear a densidad de población de las Localidades cercanas, debido a

PARÁMETRO	PALABRA GUÍA	DESVIACIÓN	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MEDIDAS DE SEGURIDAD	F	S	GRADO DE RIESGO	(R) RECOMENDACIONES
				puede causar daños en la integridad mecánica del gasoducto.	cubrirá con acolchado. La trayectoria del ducto contara con señalamientos (avisos informativos, preventivos o restrictivos, que indicaran la presencia del ducto y/o referencia kilométrica del desarrollo del ducto.				mayor actividad de la población cercana se incrementa la probabilidad de una línea rota.
			10.4 Se presenta un sismo mayor de 4 grados en la escala Richter	Los movimientos telúricos pueden causar daños y/o fisuras en el ducto, ocasionado figas de GN.		3	4	12	Se deberá establecer sistemas de comunicación para la prevención de accidentes, en el cual se contemple el reporte de actividades de excavación del público general a la empresa, mediante la difusión de un número de emergencia.
			10.5 Se efectúa la construcción de postes de teléfono y / o postes para cercas.	La construcción de postes de teléfono, implica la excavación del área por lo que, si estas actividades se realizan en el área circundante a la trayectoria del ducto podrá ocasionarse daño a este.	La trayectoria del gasoducto contara con derecho de vía permanente de 10 m para la operación y mantenimiento del gasoducto. La trayectoria del gasoducto se diseñó para pasar por áreas con población escasa. Cortázar con una población aproximada de 88,397 habitantes y Villagrán con 55,782 habitantes.	3	4	12	Establecer un programa de educación a la población, incluyendo temas como la localización exacta de los ductos, significado de señalización.  Procurar que el derecho de vía sea claro y libre de obstáculos. La ruta este indicada claramente, las señales y marcas sean visibles desde cualquier punto del derecho de vía.
Operaciones incorrectas	Además de	11. Potencial de accidentes debido a errores humanos.	11.1 Lectura inadecuada de los dispositivos de seguridad (indicadores de remotos de presión)	Incremento de a presión de operación del gasoducto, provocando daños en los sistemas de medición, así como la apertura de las	Se contará con un sistema SCADA, que se compone por hardware, software y estaciones de control para la correcta operación del sistema	3	3	9	Contar con sistemas de seguridad controlados por computadora, que permitan monitorear las variables operativas del sistema como lo es la presión.  Capacitar al personal para la

PARÁMETRO	PALABRA GUÍA	DESVIACIÓN	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MEDIDAS DE SEGURIDAD	F	S	GRADO DE RIESGO	(R) RECOMENDACIONES
			11.2 Deficiente capacitación y adiestramiento de los operadores del gasoducto	válvulas de regulación de presión.	de transporte de gas natural. Éste permitirá: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Controlar el corte o apertura de gas a partir de la interconexión.</li> <li>• Censar la posición de las válvulas.</li> <li>• Censar la presión diferencial de los separadores y filtros.</li> <li>• Recibir datos de calidad de gas.</li> </ul>	3	3	9	operación de los sistemas de seguridad del gasoducto.
			11.3 Desconocimiento de las condiciones potenciales en el sistema para alcanzar la máxima presión de operación permisible.			3	4	12	

Mediciones: Frecuencia: 1 a 4; Severidad: 1 a 4; Riesgo potencial: 1 a 16.

**ANÁLISIS DE OPERABILIDAD**

SESIÓN / HOJA	II/1.2	FECHA: Diciembre 2018	SISTEMA: Gasoducto de Cortázar
NODO:	Interconexión Energía de Celaya (alternativa 1)		UNIDAD: Gasoducto de Cortázar
INTENCIÓN:	<p style="color: red; text-align: center;"><b>COORDENADAS DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP</b></p>		BICACIÓN: Municipios de Santa Cruz de Juventino Rosas, Millagrán y Cortázar, Estado de Guanajuato.
PARÁMETRO:			operaciones incorrectas.

PARÁMETRO	PALABRA GUÍA	DESVIACIÓN	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MEDIDAS DE SEGURIDAD	F	S	GRADO DE RIESGO	(R) RECOMENDACIONES
-----------	--------------	------------	--------	---------------	----------------------	---	---	-----------------	---------------------

Flujo	No	12. No existe flujo de GN hacia la CC Energía de Celaya.	12.1. La válvula de bola paso completo se encuentra cerrada, dentro de la EMRYC Energía de Celaya.	No se tendrá abastecimiento de gas en la CC Energía de Celaya.  No se podrá efectuar la entrega de GN desde la CC Energía de Celaya en caso de requerirlo.	Verificar el correcto funcionamiento de la válvula.	1	2	2	Establecer programas de mantenimiento correctivo y preventivo que incluya los elementos que conforman el gasoducto.  Establecer un canal de comunicación con la compañía operadora del gasoducto Tula - Villa de Reyes" propiedad de Transcanada, al cual se interconectará el Gasoducto Cortázar, a fin de conocer las condiciones o problemas operativos que llegasen a afectar la operación del sistema.
			12.2. El filtro de humedad se encuentra tapado.	No se tendrá abastecimiento de gas en la CC Energía de Celaya.  No se podrá efectuar la entrega de GN	Efectuar la revisión e inspección de los filtros de humedad.	1	2	2	

PARÁMETRO	PALABRA GUÍA	DESVIACIÓN	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MEDIDAS DE SEGURIDAD	F	S	GRADO DE RIESGO	(R) RECOMENDACIONES
				desde la CC Energía de Celaya en caso de requerirlo.  La presión del sistema puede aumentar en la sección previa al paso por el filtro por acumulación de GN.					
			12.3 La válvula de regulación de presión no se encuentra funcionando correctamente.	Pueden presentarse fugas de GN en la válvula.	Incluir en el programa de mantenimiento preventivo la inspección y revisión de las válvulas de regulación de presión.	3	4	12	
Flujo	Menor	13. El flujo suministrado de GN hacia la CC Energía de Celaya no es adecuado.	13.1. La tubería se encuentra obstruida.	El GN se acumula gradualmente y genera una sobrepresión en el sistema que impide un flujo adecuado.	La longitud del gasoducto es de 800 m por lo que su supervisión e inspección en caso de fuga se puede realizar de manera rápida.	2	4	8	
			13.2. Mala interconexión en accesorios del gasoducto.	Fuga de GN y dispersión en la zona. En caso de existir condiciones ideales de homogeneidad y en presencia de una fuente de ignición es posible provocar una explosión.		3	4	12	Someter el sistema de tubería a pruebas de confiabilidad (hermeticidad) antes de manejar el gas.  La instalación del sistema de GN debe ser realizada por una compañía especializada en el rubro.  Incluir dentro del programa de mantenimiento preventivo a las instalaciones la inspección de los accesorios, con una frecuencia de 6 meses.

PARÁMETRO	PALABRA GUÍA	DESVIACIÓN	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MEDIDAS DE SEGURIDAD	F	S	GRADO DE RIESGO	(R) RECOMENDACIONES
			13.3. Daño mecánico en la integridad del gasoducto.	El flujo de GN enviado a la CC Energía de Celaya no es continuo, ya que la presión disminuye.  Fuga de GN y dispersión en la zona. En caso de existir condiciones ideales de homogeneidad y en presencia de una fuente de ignición es posible provocar una explosión.	Se contará con medidores ultrasónicos dentro de la EMRyC del gasoducto que permitirán monitorear el flujo en GN enviado a la CC Energía de Celaya.  Se establecerá un programa de comunicación permanente con personal del CC Energía de Celaya para conocer los requerimientos de GN.  El canal de comunicación incluirá la autorización para descargar GN en esa interconexión.	4	4	16	Se deberá implementar y estandarizar un procedimiento para la verificación e inspección del correcto funcionamiento de los elementos que conforman la EMRyC del gasoducto.
			13.4 El flujo de GN suministrado por la Interconexión con Gasoducto Tula - Villa de Reyes-, no es constante.	No se tendrá abastecimiento adecuado de GN a la CC Energía de Celaya.  No se podrá efectuar la entrega de GN desde la CC Energía de Celaya en caso de requerirlo.	Se contará con medidores ultrasónicos dentro de la EMRyC del gasoducto que permitirán monitorear el flujo en GN enviado a la CC Energía de Celaya.  Se establecerá un programa de comunicación permanente con	2	2	4	Se deberá implementar y estandarizar un procedimiento para la verificación e inspección del correcto funcionamiento de los elementos que conforman la EMRyC del gasoducto.

PARÁMETRO	PALABRA GUÍA	DESVIACIÓN	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MEDIDAS DE SEGURIDAD	F	S	GRADO DE RIESGO	(R) RECOMENDACIONES
					personal del CC Energía de Celaya para conocer los requerimientos de GN.				
Presión	Mayor	14. El GN recibido en la interconexión, se encuentra a una presión elevada con respecto a las condiciones normales de operación.	14.1 La presión interna del gasoducto aumentara, al suministrarse una cantidad mayor de GN.	Apertura de la válvula de alivio de presión. El GN liberado al en caso de existir condiciones ideales de homogeneidad y en presencia de una fuente de ignición es posible provocar una explosión.	La línea de distribución está seccionada por válvulas de control manual para cierre parcial del área.	2	4	8	Implementar un procedimiento de inspección de los elementos que conforman la EMRyC, por lo menos con una frecuencia diaria.
		15. Obstrucción en parte interna del gasoducto, debido impurezas contenidas en el flujo de GN.	15.1. Mal funcionamiento del filtro de humedad, provocando el paso de impurezas en la trayectoria del gasoducto.	Apertura de la válvula de alivio de presión. El GN liberado al en caso de existir condiciones ideales de homogeneidad y en presencia de una fuente de ignición es posible provocar una explosión.	Cualquier variación en los parámetros monitoreados será registrada en las bitácoras operativas correspondientes, informando al supervisor en turno y al personal de seguridad, con el objetivo que se tomen las medidas adecuadas.	4	4	16	Establecer programas de mantenimiento correctivo y preventivo que incluya los elementos que conforman la EMRyC.  Destinar personal para actividades de seguridad y protección civil, como lo son: formación de brigadas, realizar simulacros, etc.
Presión	Menor	16. Se presenta daño en la integridad mecánica del ducto.	16.1. Debido a actividades de excavación en las inmediaciones del mismo.	Se presentan fuga de gas, con riesgo de provocar una explosión en caso de alcanzar una fuente ignición con probables daños al personal expuesto y a las instalaciones.	Se harán patrullajes periódicos a lo largo de todo el trazo del ducto con el fin de observar las condiciones de la superficie sobre el derecho de vía y en las zonas adyacentes, para conocer si hay indicios de fugas, o actividades	4	4	16	Establecer programas de mantenimiento correctivo y preventivo que incluya los elementos que conforman el gasoducto.  Se deberá establecer sistemas de comunicación para la prevención de accidentes, en el cual se contemple el reporte de

PARÁMETRO	PALABRA GUÍA	DESVIACIÓN	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MEDIDAS DE SEGURIDAD	F	S	GRADO DE RIESGO	(R) RECOMENDACIONES
					de construcción iniciadas por terceros o cualquier otra condición que afecte la seguridad y la operación del gasoducto, de tal manera que se puedan iniciar medidas correctivas a la brevedad posible.				actividades de excavación del público general a la empresa, mediante la difusión de un número de emergencia.
		17. Existe una fuga en las válvulas de regulación de presión, por mal funcionamiento.	17.1. El funcionamiento de la válvula de regulación de presión no es adecuado.	Se presentan fuga de gas, con riesgo de provocar una explosión en caso de alcanzar una fuente ignición con probables daños al personal expuesto y a las instalaciones.	La válvula de regulación, estará asociado a un regulador de presión auto operado de reserva, en caso de falla. Asimismo, se contará con un <i>bypass</i> con un sistema idéntico (Regulador de presión auto operado con <i>slam shut valve</i> y Regulador de presión auto operado de reserva) en caso de mantenimiento o falla de los dispositivos.	3	4	12	Se deberá supervisar y registrar de manera continua la operación de las válvulas de alivio de presión.  Implementar registros de mantenimiento y operación de las de las EMRYC y sus elementos.
Temperatura	Mayor	18. Exceso de temperatura del GN que es transportado a través del gasoducto.	18.1. Incremento sustancial de la temperatura ambiental del sitio de proyecto.	Aumento de la presión interna del GN en el gasoducto.	Se contará con instrumentación adecuada para el monitoreo de temperatura en la trayectoria del gasoducto que serán supervisados de	2	4	8	Mantener jornadas de capacitación del personal operativo de forma permanente.  Supervisar que los conocimientos impartidos en la capacitación sean aplicados en campo tanto en labores de mantenimiento como

PARÁMETRO	PALABRA GUÍA	DESVIACIÓN	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MEDIDAS DE SEGURIDAD	F	S	GRADO DE RIESGO	(R) RECOMENDACIONES
					manera continua.  El personal encargado del monitoreo y control de las variaciones del proceso se deberá contar con la capacitación adecuada.				en la operación, para lo cual se debe calificar el trabajo individual de los operadores y localizar puntos débiles de operación.
				Apertura de las válvulas de alivio de presión, generando fuga masiva de GN.	Se contará con instrumentación adecuada para el monitoreo y control de temperatura en los recipientes de almacenamiento que serán supervisados de manera continua.	2	4	8	
	Menor	19. Decremento de la presión interna en el gasoducto.	19.1 Condiciones ambientales adversas.	Complicaciones en el envío de GN hacia la CC Energía de Celaya.  No se podrá efectuar la entrega de GN desde la CC Energía de Celaya en caso de requerirlo.	Se contará con instrumentación adecuada para el monitoreo de temperatura en la trayectoria del gasoducto que serán supervisados de manera continua.  El personal encargado del monitoreo y control de las variaciones del proceso se deberá contar con la capacitación adecuada.	2	2	4	Mantener jornadas de capacitación del personal operativo de forma permanente.  Supervisar que los conocimientos impartidos en la capacitación sean aplicados en campo tanto en labores de mantenimiento como en la operación, para lo cual se debe calificar el trabajo individual de los operadores y localizar puntos débiles de operación.
Corrosión	Además de	20. Se presenta corrosión interna en algunas	20.1. El sistema de protección catódica no está	Se puede presentar adelgazamiento de las paredes del	Se realizará el recubrimiento con materiales	4	4	16	Establecer un programa de inspección de revestimiento anticorrosivo, que incluya la

PARÁMETRO	PALABRA GUÍA	DESVIACIÓN	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MEDIDAS DE SEGURIDAD	F	S	GRADO DE RIESGO	(R) RECOMENDACIONES
		secciones de la trayectoria del ducto.	funcionando correctamente.	gasoducto.	anticorrosivos de la totalidad de la tubería del gasoducto. Se contará con un Sistema de protección catódica.				corrección de defectos. Para prevenir la corrosión interna del gasoducto se deberá contemplar el recubrimiento interno de la tubería.
			20.2. Los ánodos de sacrificio del sistema de protección catódica, deben de ser sustituidos.	Daño a la estructura mecánica que puede causar fuga y formación de nube explosiva, inflamable.	Se realizará el recubrimiento con materiales anticorrosivos de la totalidad de la tubería del gasoducto. Se contará con un Sistema de protección catódica. En su caso, aplicar mantenimiento mayor y/o sustitución de líneas.	4	4	16	Programar de manera periódica corridas de diablos para verificar la integridad de las tuberías.  Establecer un programa de mantenimiento para el sistema de protección catódica del ducto.  Monitorear la efectividad del sistema de protección catódica, mediante el uso de testigos de corrosión. Con el objetivo de determinar si el sistema de protección catódica se encuentra en óptimas condiciones.
			20.3 Acumulación de humedad en los soportes y anillos de suspensión de los ductos.	El gasoducto puede perder el revestimiento de pintura, debido a la expansión y contracción del mismo.			3	4	12
Afectación por terceras personas	Además de	21. Daño a la integridad mecánica del	21.1 Utilización de equipos de excavación en	Se puede presentar fuga de GN en las áreas dañadas el	El gasoducto (ruta principal) en su totalidad se construirá	3	4	12	Se deberá establecer un programa de vigilancia de la trayectoria del ducto, con la finalidad de detectar

PARÁMETRO	PALABRA GUÍA	DESVIACIÓN	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MEDIDAS DE SEGURIDAD	F	S	GRADO DE RIESGO	(R) RECOMENDACIONES
		gasoducto.	áreas cercanas a la trayectoria el ducto.	gasoducto. Con posible explosión al tenerse las condiciones adecuadas de homogeneidad del GN y una fuente de ignición.	de manera subterránea, teniendo profundidades variadas, dependiendo de las condiciones del sitio. Sin embargo, de manera estándar este se encontrará a 4 m de profundidad.				evidencias de fugas, así como amenazas al mismo, tales como equipos de excavación cerca del gasoducto, nuevas construcciones, etc.  La señalización a utilizar para señalar la trayectoria y derecho de vía del ducto, debe ser una marca clara y reconocible.
			21.2 Se presenta un sismo mayor de 4 grados en la escala Richter	Los movimientos telúricos pueden causar daños y/o fisuras en el ducto, ocasionado figas de GN.	La cubierta de la zanja donde se colocará el gasoducto será rellenada con el material excavado, cuando las condiciones del suelo lo permitan. Para evitar daños con las rocas, la tubería se cubrirá con acolchado.	3	4	12	Es importante monitorear a densidad de población de las Localidades cercanas, debido a mayor actividad de la población cercana se incrementa la probabilidad de una línea rota.
			21.3 Se efectúa la construcción de postes de teléfono y / o postes para cercas.	La construcción de postes de teléfono, implica la excavación del área por lo que, si estas actividades se realizan en el área circundante a la trayectoria del ducto podrá ocasionarse daño a este.	La trayectoria del ducto contara con señalamientos (avisos informativos, preventivos o restrictivos, que indicaran la presencia el ducto y/o referencia kilométrica del desarrollo del ducto.  La trayectoria del gasoducto contara con derecho de vía permanente de 8 m	3	4	12	Se deberá establecer sistemas de comunicación para la prevención de accidentes, en el cual se contemple el reporte de actividades de excavación del público general a la empresa, mediante la difusión de un número de emergencia.  Establecer un programa de educación a la población, incluyendo temas como la localización exacta de los ductos, significado de señalización.  Procurar que el derecho de vía sea claro y libre de obstáculos. La ruta este indicada claramente, las

PARÁMETRO	PALABRA GUÍA	DESVIACIÓN	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MEDIDAS DE SEGURIDAD	F	S	GRADO DE RIESGO	(R) RECOMENDACIONES
					para la operación y mantenimiento del gasoducto.				señales y marcas sean visibles desde cualquier punto del derecho de vía.
Operaciones incorrectas	Además de	22. Potencial de accidentes debido a errores humanos.	22.1 Lectura inadecuada de los dispositivos de seguridad (indicadores de remotos de presión)	Incremento de a presión de operación del gasoducto, provocando daños en los sistemas de medición, así como la apertura de las válvulas de regulación de presión.	Se contará con un sistema SCADA, que se compone por hardware, software y estaciones de control para la correcta operación del sistema de transporte de gas natural. Éste permitirá:	3	3	9	Contar con sistemas de seguridad controlados por computadora, que permitan monitorear las variables operativas del sistema como lo es la presión.  Capacitar al personal para la operación de los sistemas de seguridad del gasoducto.
			22.2 Deficiente capacitación y adiestramiento de los operadores del gasoducto			3	3	9	
			22.3 Desconocimiento de las condiciones potenciales en el sistema para alcanzar la máxima presión de operación permisible.			3	4	12	

Mediciones: Frecuencia: 1 a 4; Severidad: 1 a 4; Riesgo potencial: 1 a 16.

**ANÁLISIS DE OPERABILIDAD**

SESIÓN / HOJA NODO: INTENCIÓN: PARÁMETRO:	III/1.3	FECHA: Diciembre 2018	SISTEMA: Gasoducto de Cortázar
	Interconexión Energía de Celaya (alternativa 1)		UNIDAD: Gasoducto de Cortázar UBICACIÓN: Municipios de Santa Cruz de Juventino Rosas, Villagrán y Cortázar, Estado de Guanajuato.
	Abastecer de GN a la "CC Energía de Celaya". El tubo de conexión tendrá una longitud aproximada de 150 m.		
Flujo, presión, temperatura, corrosión, afectación por terceras partes, operaciones incorrectas.			

PARÁMETRO	PALABRA GUÍA	DESVIACIÓN	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MEDIDAS DE SEGURIDAD	F	S	GRADO DE RIESGO	(R) RECOMENDACIONES
Flujo	No	23. No existe flujo de GN hacia la CC Energía de Celaya.	23.1. La válvula de bola paso completo de la tubería de conexión se encuentra cerrada.	No se tendrá abastecimiento de gas en la CC Energía de Celaya.  No se podrá efectuar la entrega de GN desde la CC Energía de Celaya en caso de requerirlo.	Verificar el correcto funcionamiento de la válvula.	1	2	2	Establecer programas de mantenimiento correctivo y preventivo que incluya los elementos que conforman el gasoducto.  Establecer un canal de comunicación con la compañía operadora del gasoducto CENAGAS, al cual se interconectará el Gasoducto Cortázar, a fin de conocer las condiciones o problemas operativos que llegasen a afectar la operación del sistema.
			23.2 La válvula de bola paso completo no se encuentra funcionando correctamente.	No se tendrá abastecimiento de gas en la CC Energía de Celaya.  No se podrá efectuar la entrega de GN en la CC Energía de Celaya en caso de requerirlo.  La presión del sistema puede aumentar.	Efectuar la revisión e inspección la válvula de paso en la tubería de la interconexión.  Incluir en el programa de mantenimiento preventivo la inspección y revisión de las válvulas de regulación de presión.	1	2	2	

PARÁMETRO	PALABRA GUÍA	DESVIACIÓN	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MEDIDAS DE SEGURIDAD	F	S	GRADO DE RIESGO	(R) RECOMENDACIONES			
			El gasoducto propiedad de CENAGAS no tiene flujo de GN.	No se tendrá abastecimiento de gas en la CC Energía de Celaya.	Se mantró un canal de comunicación abierto con la empresa CENAGAS a fin de conocer anomalías en el sistema.	3	4	12				
Flujo	Menor	24. El flujo suministrado de GN hacia la CC Energía de Celaya no es adecuado.	24.1. La tubería se encuentra obstruida.	El GN se acumula gradualmente y genera una sobrepresión en el sistema que impide un flujo adecuado.	La longitud del gasoducto es de 150 m por lo que su supervisión e inspección en caso de fuga se puede realizar de manera rápida.	2	4	8				
			24.2. Mala interconexión en accesorios del gasoducto.	Fuga de GN y dispersión en la zona. En caso de existir condiciones ideales de homogeneidad y en presencia de una fuente de ignición es posible provocar una explosión.					3	4	12	Someter el sistema de tubería a pruebas de confiabilidad (hermeticidad) antes de manejar el gas.  La instalación del sistema de GN debe ser realizada por una compañía especializada en el rubro.  Incluir dentro del programa de mantenimiento preventivo a las instalaciones la inspección de los accesorios, con una frecuencia de 6 meses.
			24.3. Daño mecánico en la integridad de la tubería.	El flujo de GN enviado a la CC Energía de Celaya no es continuo, ya que la presión disminuye.  Fuga de GN y dispersión en la zona. En caso de existir					4	4	16	Se deberá implementar y estandarizar un procedimiento para la verificación e inspección del correcto funcionamiento de los elementos que conforman la EMRyC del gasoducto.

PARÁMETRO	PALABRA GUÍA	DESVIACIÓN	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MEDIDAS DE SEGURIDAD	F	S	GRADO DE RIESGO	(R) RECOMENDACIONES
				condiciones ideales de homogeneidad y en presencia de una fuente de ignición es posible provocar una explosión.	Se establecerá un programa de comunicación permanente con personal del CC Energía de Celaya para conocer los requerimientos de GN.  El canal de comunicación incluirá la autorización para descargar GN en esa interconexión.				
			24.4 El flujo de GN suministrado por la Interconexión con el gasoducto propiedad de CENAGAS.	No se tendrá abastecimiento adecuado de GN a la CC Energía de Celaya.  No se podrá efectuar la entrega de GN desde la CC Energía de Celaya en caso de requerirlo.	Se contará con medidores ultrasónicos dentro de la EMRyC del gasoducto que permitirán monitorear el flujo en GN enviado a la CC Energía de Celaya.  Se establecerá un programa de comunicación permanente con personal del CC Energía de Celaya para conocer los requerimientos de GN.	2	2	4	Se deberá implementar y estandarizar un procedimiento para la verificación e inspección del correcto funcionamiento de los elementos que conforman la EMRyC del gasoducto.
Presión	Mayor	25. El GN recibido en la interconexión, se encuentra a una presión elevada	25.1 La presión interna del gasoducto aumentara, al suministrarse una	Apertura de la válvula de alivio de presión dentro del tren de filtración de la EMRyC Energía de Celaya. El	La línea de distribución cuenta con una válvula de bola de paso completo de control manual para cierre	2	4	8	Implementar un procedimiento de inspección de los elementos que conforman la EMRyC, por lo menos con una frecuencia diaria.

PARÁMETRO	PALABRA GUÍA	DESVIACIÓN	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MEDIDAS DE SEGURIDAD	F	S	GRADO DE RIESGO	(R) RECOMENDACIONES
		con respecto a las condiciones normales de operación.	cantidad mayor de GN.	GN liberado al en caso de existir condiciones ideales de homogeneidad y en presencia de una fuente de ignición es posible provocar una explosión.	parcial del área.				
		26. Obstrucción en parte interna del gasoducto, debido impurezas contenidas en el flujo de GN.	26.1. Mal funcionamiento del filtro de humedad, provocando el paso de impurezas en la trayectoria del gasoducto.	Apertura de la válvula de alivio de presión. El GN liberado al en caso de existir condiciones ideales de homogeneidad y en presencia de una fuente de ignición es posible provocar una explosión.	Cualquier variación en los parámetros monitoreados será registrada en las bitácoras operativas correspondientes, informando al supervisor en turno y al personal de seguridad, con el objetivo que se tomen las medidas adecuadas.	4	4	16	Establecer programas de mantenimiento correctivo y preventivo que incluya los elementos que conforman la EMRyC.  Destinar personal para actividades de seguridad y protección civil, como lo son: formación de brigadas, realizar simulacros, etc.
Presión	Menor	27. Se presenta daño en la integridad mecánica del ducto.	27.1. Debido a actividades de excavación en las inmediaciones del mismo.	Se presentan fuga de gas, con riesgo de provocar una explosión en caso de alcanzar una fuente ignición con probables daños al personal expuesto y a las instalaciones.	Se harán patrullajes periódicos a lo largo de todo el trazo del ducto con el fin de observar las condiciones de la superficie sobre el derecho de vía y en las zonas adyacentes, para conocer si hay indicios de fugas, o actividades de construcción iniciadas por terceros o cualquier otra condición que afecte la seguridad y la operación del	4	4	16	Establecer programas de mantenimiento correctivo y preventivo que incluya los elementos que conforman el gasoducto.  Se deberá establecer sistemas de comunicación para la prevención de accidentes, en el cual se contemple el reporte de actividades de excavación del público general a la empresa, mediante la difusión de un número de emergencia.

PARÁMETRO	PALABRA GUÍA	DESVIACIÓN	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MEDIDAS DE SEGURIDAD	F	S	GRADO DE RIESGO	(R) RECOMENDACIONES
					gasoducto, de tal manera que se puedan iniciar medidas correctivas a la brevedad posible.				
Temperatura	Mayor	28. Exceso de temperatura del GN que es trasportado a través del gasoducto.	28.1. Incremento sustancial de la temperatura ambiental del sitio de proyecto.	Aumento de la presión interna del GN en el gasoducto.	Se contará con instrumentación adecuada para el monitoreo de temperatura en la trayectoria del gasoducto que serán supervisados de manera continua.  El personal encargado del monitoreo y control de las variaciones del proceso se deberá contar con la capacitación adecuada.	2	4	8	Mantener jornadas de capacitación del personal operativo de forma permanente.  Supervisar que los conocimientos impartidos en la capacitación sean aplicados en campo tanto en labores de mantenimiento como en la operación, para lo cual se debe calificar el trabajo individual de los operadores y localizar puntos débiles de operación.
	Menor	29. Decremento de la temperatura interna en el gasoducto.	29.1 Condiciones ambientales adversas.	Complicaciones en el envío de GN hacia la CC Energía de Celaya.  No se podrá efectuar la entrega de GN desde la CC Energía de Celaya en caso de requerirlo.	Se contará con instrumentación adecuada para el monitoreo de temperatura en la trayectoria del gasoducto que serán supervisados de manera continua.  El personal encargado del monitoreo y control de las variaciones del proceso se deberá contar con la	2	2	4	Mantener jornadas de capacitación del personal operativo de forma permanente.  Supervisar que los conocimientos impartidos en la capacitación sean aplicados en campo tanto en labores de mantenimiento como en la operación, para lo cual se debe calificar el trabajo individual de los operadores y localizar puntos débiles de operación.

PARÁMETRO	PALABRA GUÍA	DESVIACIÓN	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MEDIDAS DE SEGURIDAD	F	S	GRADO DE RIESGO	(R) RECOMENDACIONES
					capacitación adecuada.				
Corrosión	Además	30. Se presenta corrosión interna en algunas secciones de la trayectoria del ducto.	30.1. El sistema de protección catódica no está funcionando correctamente.	Se puede presentar adelgazamiento de las paredes del gasoducto.	Se realizará el recubrimiento con materiales anticorrosivos de la totalidad de la tubería del gasoducto. Se contará con un Sistema de protección catódica.	4	4	16	Establecer un programa de inspección de revestimiento anticorrosivo, que incluya la corrección de defectos. Para prevenir la corrosión interna del gasoducto se deberá contemplar el recubrimiento interno de la tubería.
			30.2. Los ánodos de sacrificio del sistema de protección catódica, deben de ser sustituidos.	Daño a la estructura mecánica que puede causar fuga y formación de nube explosiva, inflamable.	Se realizará el recubrimiento con materiales anticorrosivos de la totalidad de la tubería del gasoducto. Se contará con un Sistema de protección catódica. En su caso, aplicar mantenimiento mayor y/o sustitución de líneas.	4	4	16	Programar de manera periódica corridas de diablos para verificar la integridad de las tuberías.  Establecer un programa de mantenimiento para el sistema de protección catódica del ducto.  Monitorear la efectividad del sistema de protección catódica, mediante el uso de testigos de corrosión. Con el objetivo de determinar si el sistema de protección catódica se encuentra en óptimas condiciones.  Se podrá incluir la realización de pruebas de intervalos cerrados En esta técnica, la lectura del suelo-ducto es tomada, sólo que ahora las lecturas son tomadas cada 2 a 15 pies a lo largo de la longitud del ducto. En este sentido, casi todas las interferencias

PARÁMETRO	PALABRA GUÍA	DESVIACIÓN	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MEDIDAS DE SEGURIDAD	F	S	GRADO DE RIESGO	(R) RECOMENDACIONES
									localizadas o actividades potenciales de corrosión son detectadas.
			30.3 Acumulación de humedad en los soportes y anillos de suspensión de los ductos.	El gasoducto puede perder el revestimiento de pintura, debido a la expansión y contracción del mismo.		3	4	12	
Afectación por terceras personas	Además de	31. Daño a la integridad mecánica del gasoducto.	31.1 Utilización de equipos de excavación en áreas cercanas a la trayectoria el ducto.	Se puede presentar fuga de GN en las áreas dañadas el gasoducto. Con posible explosión al tenerse las condiciones adecuadas de homogeneidad del GN y una fuente de ignición.	El gasoducto (ruta principal) en su totalidad se construirá de manera subterránea, teniendo profundidades variadas, dependiendo de las condiciones del sitio. Sin embargo, de manera estándar este se encontrará a 4 m de profundidad.  La cubierta de la zanja donde se colocará el gasoducto será rellenada con el material excavado, cuando las condiciones del suelo lo permitan. Para evitar daños con las rocas, la tubería se cubrirá con acolchado.  La trayectoria del ducto contara con	3	4	12	Se deberá establecer un programa de vigilancia de la trayectoria del ducto, con la finalidad de detectar evidencias de fugas, así como amenazas al mismo, tales como equipos de excavación cerca del gasoducto, nuevas construcciones, etc.  La señalización a utilizar para señalar la trayectoria y derecho de vía del ducto, debe ser una marca clara y reconocible.
			31.2 Se presenta un sismo mayor de 4 grados en la escala Richter	Los movimientos telúricos pueden causar daños y/o fisuras en el ducto, ocasionado figas de GN.					Es importante monitorear a densidad de población de las Localidades cercanas, debido a mayor actividad de la población cercana se incrementa la probabilidad de una línea rota.
			31.3 Se efectúa la construcción de postes de teléfono y / o postes para cercas.	La construcción de postes de teléfono, implica la excavación del área por lo que, si estas actividades se realizan en el área circundante a la trayectoria del ducto podrá ocasionarse					Se deberá establecer sistemas de comunicación para la prevención de accidentes, en el cual se contemple el reporte de actividades de excavación del

PARÁMETRO	PALABRA GUÍA	DESVIACIÓN	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MEDIDAS DE SEGURIDAD	F	S	GRADO DE RIESGO	(R) RECOMENDACIONES
				daño a este.	señalamientos (avisos informativos, preventivos o restrictivos, que indicaran la presencia del ducto y/o referencia kilométrica del desarrollo del ducto.  La trayectoria del gasoducto contara con derecho de vía permanente de 8 m para la operación y mantenimiento del gasoducto.				público general a la empresa, mediante la difusión de un número de emergencia.  Establecer un programa de educación a la población, incluyendo temas como la localización exacta de los ductos, significado de señalización.  Procurar que el derecho de vía sea claro y libre de obstáculos. La ruta este indicada claramente, las señales y marcas sean visibles desde cualquier punto del derecho de vía.
Operaciones incorrectas	Además de	32. Potencial de accidentes debido a errores humanos.	32.1 Lectura inadecuada de los dispositivos de seguridad (indicadores remotos de presión)	Incremento de a presión de operación del gasoducto, provocando daños en los sistemas de medición, así como la apertura de las válvulas de regulación de presión.	Se contará con un sistema SCADA, que se compone por hardware, software y estaciones de control para la correcta operación del sistema de transporte de gas natural. Éste permitirá:  <ul style="list-style-type: none"> <li>Controlar el corte o apertura de gas a partir de la interconexión.</li> <li>Censar la posición de las válvulas.</li> <li>Censar la presión diferencial de los separadores y</li> </ul>	3	3	9	Contar con sistemas de seguridad controlados por computadora, que permitan monitorear las variables operativas del sistema como lo es la presión.  Capacitar al personal para la operación de los sistemas de seguridad del gasoducto.
			32.2 Deficiente capacitación y adiestramiento de los operadores del gasoducto			3	3	9	
			32.3 Desconocimiento de las condiciones potenciales en el sistema para alcanzar la máxima presión			3	4	12	

PARÁMETRO	PALABRA GUÍA	DESVIACIÓN	CAUSAS	CONSECUENCIAS	MEDIDAS DE SEGURIDAD	F	S	GRADO DE RIESGO	(R) RECOMENDACIONES
			de operación permisible.		filtros. • Recibir datos de calidad de gas.				

Mediciones: Frecuencia: 1 a 4; Severidad: 1 a 4; Riesgo potencial: 1 a 16.

Con el índice de riesgo evaluado, se procede a elaborar la correspondiente matriz para determinar la peligrosidad de cada evento.

**MATRIZ DE RIESGO POR NODOS ANALIZADOS DEL GAS NATURAL**

<b>FRECUENCIA</b>	<b>4</b>	<b>8</b>	<b>12</b>	<b>16</b> 2.3, 4.1, 5.1, 9.1, 9.2, 13.3, 15.1, 16.1, 20.1, 20.2, 24.3, 26.1, 27.1, 30.1, 30.2
	<b>3</b>	<b>6</b>	<b>9</b> 11.1, 11.2, 22.1, 22.2, 32.1, 32.2	<b>12</b> 1.3, 2.2, 6.1, 9.3, 10.1, 10.2, 10.3, 10.4, 10.5, 11.3, 12.3, 17.1, 20.3, 21.1, 21.2, 21.3, 22.3, 24.2, 30.3, 31.1, 31.2, 31.3, 32.3
	<b>2</b>	<b>4</b> 2.4, 8.1, 13.4, 19.1, 24.4, 29.1	<b>6</b>	<b>8</b> 2.1, 3.1, 7.1, 13.1, 13.2, 14.1, 18.1, 24.1, 25.1, 28.1
	<b>1</b>	<b>2</b> (23.1, 23.2,	<b>3</b>	<b>4</b>
	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
	<b>CONSECUENCIA</b>			

<b>Altamente peligroso para el sistema</b>
<b>Peligroso para el sistema</b>
<b>Moderadamente peligroso para el sistema</b>
<b>muy Poco peligroso para el sistema</b>

Las causales de la desviación serán disminuidas en su posibilidad de ocurrencia con la debida aplicación técnica y económica del programa de mantenimiento y una política corporativa de capacitación periódica, cumplimiento estricto de dichos programas, combinando la capacitación y responsabilidad del personal de estación.

En resumen, los eventos que representan un riesgo altamente peligroso para el “Gasoducto de Cortázar”, los cuales se encuentran en índices de riesgo con valores de 16, se describen en la siguiente tabla:

**GAS NATURAL**

DESVIACIÓN DESCRIPCIÓN		POSIBLES CAUSAS	EFECTO
No.			
2.3	El flujo suministrado de GN hacia la EMRYC Juventino.	El flujo de GN enviado a la CC Energía de Celaya no es continuo, ya que la presión disminuye. Fuga de GN y dispersión en la zona. En caso de existir condiciones ideales de homogeneidad y en presencia de una fuente de ignición es posible provocar una explosión.	El flujo de GN enviado a la CC Energía de Celaya no es continuo, ya que la presión disminuye. Fuga de GN y dispersión en la zona. En caso de existir condiciones ideales de homogeneidad y en presencia de una fuente de ignición es posible provocar una explosión.
4.1,	Obstrucción en parte interna del gasoducto, debido a impurezas contenidas en el flujo de GN.	Mal funcionamiento del filtro de humedad, provocando el paso de impurezas en la trayectoria del gasoducto.	Apertura de la válvula de alivio de presión. El GN liberado al en caso de existir condiciones ideales de homogeneidad y en presencia de una fuente de ignición es posible provocar una explosión.
5.1,	Se presenta daño en la integridad mecánica del ducto.	Debido a actividades de excavación en las inmediaciones del mismo.	Se presentan fuga de gas, con riesgo de provocar una explosión en caso de alcanzar una fuente ignición con probables daños al personal expuesto y a las instalaciones.
9.1,	Se presenta corrosión interna en algunas secciones de la trayectoria del ducto.	El sistema de protección catódica no está funcionando correctamente.	Se puede presentar adelgazamiento de las paredes del gasoducto.
9.2,		Los ánodos de sacrificio del sistema de protección catódica, deben de ser sustituidos.	Se realizará el recubrimiento con materiales anticorrosivos de la totalidad de la tubería del gasoducto. Se contará con un Sistema de protección catódica. En su caso, aplicar mantenimiento mayor y/o sustitución de líneas.
13.3,	El flujo suministrado de GN hacia la CC Energía de Celaya no es adecuado.	Daño mecánico en la integridad del gasoducto.	El flujo de GN enviado a la CC Energía de Celaya no es continuo, ya que la presión disminuye. Fuga de GN y dispersión en la zona. En caso de existir condiciones ideales de homogeneidad y en presencia de una fuente de ignición es posible provocar una explosión.
15.1,	Obstrucción en parte interna del gasoducto, debido a impurezas contenidas en el flujo de GN.	Mal funcionamiento del filtro de humedad, provocando el paso de impurezas en la trayectoria del gasoducto.	Apertura de la válvula de alivio de presión. El GN liberado al en caso de existir condiciones ideales de homogeneidad y en presencia de una fuente de ignición es posible provocar una explosión.
16.1,	Se presenta daño en la integridad mecánica del ducto.	Debido a actividades de excavación en las inmediaciones del mismo.	Se presentan fuga de gas, con riesgo de provocar una explosión en caso de alcanzar una fuente ignición con probables daños al personal expuesto y a las instalaciones.
20.1,	Se presenta corrosión interna en algunas secciones de la trayectoria del ducto.	El sistema de protección catódica no está funcionando correctamente.	Se puede presentar adelgazamiento de las paredes del gasoducto.
20.2,		Los ánodos de sacrificio del sistema de protección catódica, deben de ser sustituidos.	Daño a la estructura mecánica que puede causar fuga y formación de nube explosiva, inflamable.

DESVIACIÓN DESCRIPCIÓN		No.	POSIBLES CAUSAS	EFECTO
El flujo suministrado de GN hacia la CC Energía de Celaya no es adecuado.		24.3,	Daño mecánico en la integridad del gasoducto.	El flujo de GN enviado a la CC Energía de Celaya no es continuo, ya que la presión disminuye. Fuga de GN y dispersión en la zona. En caso de existir condiciones ideales de homogeneidad y en presencia de una fuente de ignición es posible provocar una explosión.
Obstrucción en parte interna del gasoducto, debido a impurezas contenidas en el flujo de GN.		26.1	Mal funcionamiento del filtro de humedad, provocando el paso de impurezas en la trayectoria del gasoducto.	Apertura de la válvula de alivio de presión. El GN liberado al en caso de existir condiciones ideales de homogeneidad y en presencia de una fuente de ignición es posible provocar una explosión.
Se presenta daño en la integridad mecánica del ducto.		27.1,	Debido a actividades de excavación en las inmediaciones del mismo.	Se presentan fuga de gas, con riesgo de provocar una explosión en caso de alcanzar una fuente ignición con probables daños al personal expuesto y a las instalaciones.
Se presenta corrosión interna en algunas secciones de la trayectoria del ducto.		30.1,	El sistema de protección catódica no está funcionando correctamente.	Se puede presentar adelgazamiento de las paredes del gasoducto.
		30.2	Los ánodos de sacrificio del sistema de protección catódica, deben de ser sustituidos.	Daño a la estructura mecánica que puede causar fuga y formación de nube explosiva, inflamable.

En materia de riesgo ambiental, la formación de una nube explosiva de GN y su subsecuente detonación, se establece como un suceso extremadamente peligroso, en donde la severidad del riesgo es elevada (Valor = 4), considerándose lo siguiente:

VALOR	CLASE	GRAVEDAD O CONSECUENCIAS	
		PARA LA VIDA Y LA SALUD	PARA EL MEDIO AMBIENTE
4	CATASTRÓFICO Extremadamente peligroso	Muerte o lesiones fatales	Pérdidas de especies y subespecies

La probabilidad específica de estos eventos tiene un valor de 3, conforme lo siguiente:

VALOR DE FRECUENCIA	ORDEN DE LA MAGNITUD	PROBABILIDAD O FRECUENCIA
3	1% de probabilidad por año	Probable, Grandes posibilidades de ocurrencia, probabilidad de ocurrencia entre un 10 al 100%
4	10% de probabilidad por año	Altamente probable, tiene una posibilidad de ocurrencia del 100%

El riesgo específico de estos eventos es:

$$R = F \times C = 4 \times 4 = 16$$

(Eventos 2.3, 4.1, 5.1, 9.1, 9.2, 13.3, 15.1, 16.1, 20.1, 20.2, 24.3, 26.1, 27.1, 30.1, 30.2)

Un Índice de Riesgo con valor de 16, según la Matriz de Interacciones se encuentra catalogado como:

**ALTAMENTE PELIGROSO PARA EL SISTEMA**

Considerando los criterios encontrados en el análisis HAZOP y AMEF los riesgos identificados para el Gasoducto, en orden ascendente en cuanto a la posibilidad de afectaciones producidas son:

- A. Daños a la estructura de la tubería por actividades realizadas por terceras personas, ya sea por desconocimiento de la ubicación de la tubería.

Escenario	Incidente inesperado
El daño a la tubería se supondrá por excavación en área cercana al gasoducto de la Interconexión Juventino (ruta <b>COORDENADAS DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP</b>	, explosión

- B. La posible corrosión de la tubería como producto de fallas generales del sistema de protección catódica.

Escenario	Incidente inesperado
Se supone fuga de GN debido a adelgazamiento de la tubería <b>COORDENADAS DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP</b>	Incendio, explosión
	a del gasoducto.

Escenario	Incidente inesperado
Se prevé la fuga de GN por un orificio de 20%, causado por daño a la tubería del gasoducto por actividades de excavación. El sitio del daño se encuentra cercano a la carretera Celaya - Villagrán.	Incendio, explosión

Escenario	Incidente inesperado
COORDENADAS DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP	

D. Ruptura total del gasoducto de 14" de diámetro.

Escenario	Incidente inesperado
Se supondrá rotura total del gasoducto con fuga masiva de COORDENADAS DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP	Incendio, explosión

**Nota:** Este evento es de poca probabilidad, sin embargo, se simulará como parte de los requerimientos establecidos en la Guía para la Presentación del Estudio de Riesgo Modalidad Ductos Terrestres de la ASEA.

E. Ruptura del gasoducto producida por terceros.

Escenario	Incidente inesperado
El daño a la tubería se supondrá por excavación en área cercana al gasoducto de la Interconexión CENAGAS, estando COORDENADAS DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP	Incendio, explosión

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

### II.1. RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN

La determinación de los radios de afectación se dará a través de la aplicación de modelos matemáticos de simulación, del o los eventos máximos probables de riesgo identificados. Para definir y justificar las zonas de seguridad al entorno de la instalación, se utilizaron los criterios que se indican a continuación:

#### Características físicas y químicas de los combustibles Gas Natural

PRODUCTO	LÍMITES DE EXPLOSIVIDAD	PRESIÓN DE VAPOR [lb/pulg <sup>2</sup> ]	PESO MOLECULAR	TEMPERATURA DE EBULLICIÓN [°C]
Gas Natural (Metano)	L.I. 4.5% L.S. 14.5%	---	18.2	- 160 °C

N.D. No disponible

Fuente hoja de seguridad

#### Criterios para definir las zonas de alto riesgo y amortiguamiento de la instalación

ZONA	INFLAMABILIDAD (RADIACIÓN TÉRMICA)	EXPLOSIÓN (SOBREPRESIÓN)
Zona de Alto Riesgo	5 KW/m <sup>2</sup> o 1,600 BTU/Pie <sup>2</sup> h	1.0 lb/pulg <sup>2</sup>
Zona de Amortiguamiento	1.4 KW/m <sup>2</sup> o 440 BTU/Pie <sup>2</sup> h	0.5 lb/pulg <sup>2</sup>

1. En modelaciones por toxicidad, se consideraron las condiciones meteorológicas más críticas del sitio con base en la información de los últimos 10 años, en caso de no contar con dicha información, se utilizó Estabilidad Clase F y velocidad del viento de 1.5 m/s.
2. Para el caso de simulaciones por explosividad, se consideró en la determinación de las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento el 10% de la energía total liberada.

Conforme a las instrucciones descritas, se realiza la simulación de eventos a partir de la información proporcionada, respecto a su diseño operativo. El simulador empleado para los eventos es el Simulador de Contaminación y Riesgos en Industrias (SCRI) v. 2.1 elaborado por Dinámica Heurística, S. A. de C. V.

Este tipo de modelaciones favorecerá al personal encargado de la seguridad para concentrar sus actividades de planificación sobre los riesgos específicos de un incidente.

El propósito fundamental es suministrar al personal de planeación, métodos integrados para evaluar el riesgo de la dispersión de una nube tóxica e incendio relacionado con el manejo y distribución de materiales peligrosos.

El programa no sólo aumenta el conocimiento de las características de eventos y riesgos de accidentes potenciales, sino proporciona las bases para la planeación de emergencias.

Las evaluaciones del procesador se presentan en el **Anexo IV**, mientras que en las páginas siguientes se citan las síntesis de los diferentes escenarios y las memorias de cálculo soporte de los mismos.

Es importante señalar que las simulaciones que se presentan fueron realizadas observando las condiciones climatológicas y meteorológicas extremas del sitio en estudio, así como las propiedades específicas de la sustancia estudiada. La importancia de esta observación radica en el hecho de que, en caso presentarse alguno de los eventos definidos, no significa que se presentará el comportamiento que se determinó con la simulación, ya que las condiciones pueden ser completamente diferentes y pueden generar situaciones de menor riesgo.

- A. Daños a la estructura de la tubería por actividades realizadas por terceras personas, ya sea por desconocimiento de la ubicación de la tubería.

Situación Hipotética	Incidente inesperado	Clave de identificación
El daño a la tubería se supondrá por excavación en área cercana al gasoducto de la Interconexión Juventino (ruta		
<b>COORDENADAS DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP</b>		
La fuga se manifiesta en el cuerpo del gasoducto por fisura equivalente a 1" de diámetro, presentándose riesgo de explosión por acumulación del material fugado al entrar en contacto con una fuente de ignición. Al ser detectada, se ponen en funcionamiento el plan de emergencia para "taponar" la fuga; para controlar la fuga transcurre un tiempo de 5 minutos.		-001

**Consideraciones primarias**

Es muy importante mencionar los siguientes aspectos considerados en la determinación del evento de riesgo:

Para la simulación del evento de riesgo, se empleó el modelo de Jet Fire (Chorro de fuego)

y sobrepresión provocada por nubes explosivas, del programa *Simulador de Contaminación y Riesgos en Industrias (SCRI) v. 2.1 elaborado por Dinámica Heurística, S.A. de C. V.*

En resumen, se consideran las siguientes suposiciones inherentes al modelo:

1. El modelo de Chorro de fuego (Jet Fire), se utilizó para calcular la tasa de emisión de gas natural, emitida por la fisura provocada en el gasoducto.
2. Se considera que el GN se encuentra a la temperatura ambiente.
3. La masa del material explosivo es comparada contra una carga equivalente de Trinitrotolueno (TNT).
4. Los efectos de obstáculos y del terreno no son considerados.
5. La explosión de una nube de gas no confinada (*Unconfined Vapor Cloud Explosion*), después de la fuga, el gas se dispersa, forma una nube de gas, y que al ser arrastrada por el viento viaja hasta encontrar una fuente de ignición, se generará una explosión de una nube de gas no confinada, causando daños severos a las instalaciones.

#### **Modelación de CHORRO DE FUEGO y NUBE EXPLOSIVA / GN**

Los datos considerados en la aplicación del modelo, son los siguientes:

Gasto de GN en gasoducto:	7.08 x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /día
Temperatura de ebullición:	- 160 °C = 113.15 K
Valor tomado de la Hoja de Datos de Seguridad para Sustancias Químicas –Gas Natural Elaborada por PEMEX Gas y Petroquímica Básica.	
Temperatura ambiente:	23 °C = 296.15 K
Presión interna del gasoducto:	3,723.168 kPa
Peso molecular:	18.2
Valor tomado de la Hoja de Datos de Seguridad para Sustancias Químicas –Gas Natural Elaborada por PEMEX Gas y Petroquímica Básica.	
Relación de calor específico:	1.3
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
Calor de vaporización:	509,353.45055 J/kg
Diámetro de descarga:	0.0254 m
Coefficiente de descarga del orificio:	0.63

### ESTIMACIÓN DE TASA DE DESCARGA GAS

**Resultados:**

Tasa de emisión = 2.0 kg/s (se calculó utilizando el simulador SCRI, utilizando el modelo de Jet Fire / Chorro de fuego)  
 Duración de la descarga = 300 segundos (5 minutos)  
 Cantidad descargada = 600 kg  
 Estado del material = Gas  
 Cantidad total descargada: **600 kg**

**IMPORTANTE:** La simulación se realizó considerando la cantidad descargada en un período de 5 minutos, estimándose como el tiempo pertinente para realizar el control de la emergencia (supresión de fuga).

El resumen de resultados de simulación de accidentes y la síntesis del escenario de riesgo (radios en metros), se presentan a continuación:

### ESCENARIO DE ACCIDENTES QUÍMICOS

<b>PROYECTO:</b>	Gasoducto Cortázar	<b>LOCALIZACIÓN:</b>	Municipios de Santa Cruz de Juventino Rosas, Villagrán y
<b>UNIDAD / ÁREA:</b>	COORDENADAS DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP		
<b>DESCRIPCIÓN DEL RIE</b>			
<b>NO. DE RIESGO:</b>	RSG-001		

DATOS FISCO QUÍMICOS			
<b>NOMBRE:</b>	GN	<b>STEL:</b>	N.D.
<b>PRESIÓN DE OPERACIÓN:</b>	273 bar	<b>IDLH:</b>	N.D.
<b>FORMULA:</b>	CH <sub>4</sub> + C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> + C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	<b>TLV:</b>	N.D.
<b>PUNTO DE EBULLICIÓN:</b>	- 160 °C	<b>PESO MOLECULAR:</b>	18.2

RESUMEN DE RESULTADOS DE SIMULACIÓN DE ACCIDENTES	
<b>RAPIDEZ DE DESCARGA DEL FLUIDO.</b>	<b>INFLAMABILIDAD.</b>

FLUJO:	2.0 kg/s	RADIO AFECTADO:	36.85 m
DURACIÓN:	300 s	Longitud de flama:	5.1 m
TOTAL DESCARGADO:	600 kg		

<b>SÍNTESIS DE ESCENARIO DEL RIESGO (radios en metros)</b>		
	Inflamabilidad	Explosividad
	(5, 1.4 Kw/m <sup>2</sup> )	(1.0, 0.5 psi)
Zona de alto riesgo	19.93 m	152.88 m
Zona de amortiguamiento	36.85 m	252.30 m

<b>OBSERVACIONES:</b>			
Se consideró lo siguiente: Velocidad máxima del viento =3 m/s Dirección del viento dominantes = N/SO Humedad relativa promedio: 35%			
<b>MODELO:</b>	GETC	<b>AUTORIZO:</b>	LMV

- B. La posible corrosión de la tubería como producto de fallas generales del sistema de protección catódica.

Situación Hipotética	Incidente inesperado
Se supone fuga de GN debido a adelgazamiento de la tubería del ducto, causada por corrosión y fallas generales al sistema de protección catódica.	Incendio, Explosión
<p style="text-align: center; color: red; background-color: black; padding: 5px;">COORDENADAS DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP</p> <p>La fuga se manifiesta en el cuerpo del gasoducto por fisura equivalente a 2" de diámetro, presentándose riesgo de explosión por acumulación del material fugado al entrar en contacto con una fuente de ignición. Al ser detectada, se ponen en funcionamiento el plan de emergencia para "taponar" la fuga; para controlar la fuga transcurre un tiempo de 5 minutos.</p>	

**Consideraciones primarias**

Es muy importante mencionar los siguientes aspectos considerados en la determinación del evento de riesgo:

Para la simulación del evento de riesgo, se empleó el modelo de Jet Fire (Chorro de fuego) y sobrepresión provocada por nubes explosivas, del programa *Simulador de Contaminación y Riesgos en Industrias (SCRI) v. 2.1 elaborado por Dinámica Heurística, S.A. de C. V.*

En resumen, se consideran las siguientes suposiciones inherentes al modelo:

6. El modelo de Chorro de fuego (Jet Fire), se utilizó para calcular la tasa de emisión de gas natural, emitida por la fisura provocada en el gasoducto.
7. Se considera que el GN se encuentra a la temperatura ambiente.
8. La masa del material explosivo es comparada contra una carga equivalente de Trinitrotolueno (TNT).
9. Los efectos de obstáculos y del terreno no son considerados.
10. La explosión de una nube de gas no confinada (*Unconfined Vapor Cloud Explosion*), después de la fuga, el gas se dispersa, forma una nube de gas, y que al ser arrastrada por el viento viaja hasta encontrar una fuente de ignición, se generará una explosión de una nube de gas no confinada, causando daños severos a las instalaciones.

### **Modelación de CHORRO DE FUEGO y NUBE EXPLOSIVA / GN**

Los datos considerados en la aplicación del modelo, son los siguientes:

Gasto de GN en gasoducto:	7.08 x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /día
Temperatura de ebullición:	- 160 °C = 113.15 K
Valor tomado de la Hoja de Datos de Seguridad para Sustancias Químicas –Gas Natural Elaborada por PEMEX Gas y Petroquímica Básica.	
Temperatura ambiente:	23 °C = 296.15 K
Presión interna del gasoducto:	3,723.168 kPa
Peso molecular:	18.2
Valor tomado de la Hoja de Datos de Seguridad para Sustancias Químicas –Gas Natural Elaborada por PEMEX Gas y Petroquímica Básica.	
Relación de calor específico:	1.3
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
Calor de vaporización:	509,353.45055 J/kg
Diámetro de descarga:	0.0508 m
Coefficiente de descarga del orificio:	0.63

### **ESTIMACIÓN DE TASA DE DESCARGA GAS**

**Resultados:**

Tasa de emisión =	8.15 kg/s se calculó utilizando el simulador SCRI, utilizando el modelo de Jet Fire / Chorro de fuego)
Duración de la descarga =	300 segundos (5 minutos)
Cantidad descargada =	2,445.0 kg
Estado del material =	Gas
Cantidad total descargada:	<b>2,445.0 kg</b>

**IMPORTANTE:** La simulación se realizó considerando la cantidad descargada en un período de 5 minutos, estimándose como el tiempo pertinente para realizar el control de la emergencia (supresión de fuga).

El resumen de resultados de simulación de accidentes y la síntesis del escenario de riesgo (radios en metros), se presentan a continuación:

**ESCENARIO DE ACCIDENTES QUÍMICOS**

<b>PROYECTO:</b>	Gasoducto Cortázar	<b>LOCALIZACIÓN:</b>	Municipios de Santa Cruz de Juventino Rosas, Villagrán y Cortázar, Estado de
<b>UNIDAD / ÁREA:</b>	COORDENADAS DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP		
<b>DESCRIPCIÓN DEL RIESGO:</b>	Se supone fuga de GN debido a adelgazamiento de la tubería del ducto, causada por corrosión y fallas generales al sistema de protección catódica.		
<b>NO. DE RIESGO:</b>	RSG-002		

DATOS FISCO QUÍMICOS			
<b>NOMBRE:</b>	GN	<b>STEL:</b>	N.D.
<b>PRESIÓN DE OPERACIÓN:</b>	273 bar	<b>IDLH:</b>	N.D.
<b>FORMULA:</b>	CH <sub>4</sub> + C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> + C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	<b>TLV:</b>	N.D.
<b>PUNTO DE EBULLICIÓN:</b>	- 160 °C	<b>PESO MOLECULAR:</b>	18.2

RESUMEN DE RESULTADOS DE SIMULACIÓN DE ACCIDENTES			
<b>RAPIDEZ DE DESCARGA DEL FLUIDO.</b>		<b>INFLAMABILIDAD.</b>	
FLUJO:	8.15 kg/s	RADIO AFECTADO:	71.52 m
DURACIÓN:	300 s	Longitud de flama:	10.1 m
TOTAL DESCARGADO:	2,445 kg		

<b>SÍNTESIS DE ESCENARIO DEL RIESGO (radios en metros)</b>		
	Inflamabilidad	Explosividad
	(5, 1.4 Kw/m <sup>2</sup> )	(1.0, 0.5 psi)
Zona de alto riesgo	36.66 m	243.50 m
Zona de amortiguamiento	71.52 m	413.50 m

<b>OBSERVACIONES:</b>	
Se consideró lo siguiente: Velocidad máxima del viento =3 m/s Dirección del viento dominantes = N/SO Humedad relativa promedio: 35%	
<b>MODELO:</b>	GETC
<b>AUTORIZO:</b>	LMV

C. Fuga a través de un orificio del 20% del diámetro nominal de la tubería del gasoducto.

<b>Situación Hipotética</b>	<b>Incidente inesperado</b>
Se prevé la fuga de GN por un orificio de 20%, causado por daño a la <b>COORDENADAS DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP</b>	
La fuga se manifiesta en el cuerpo del gasoducto por fisura equivalente al 20% del diámetro total, que corresponde a 4.8" (0.122 m) de diámetro, presentándose riesgo de explosión por acumulación del material fugado al entrar en contacto con una fuente de ignición. Al ser detectada, se ponen en funcionamiento el plan de emergencia para "taponar" la fuga; para controlar la fuga transcurre un tiempo de 5 minutos.	Incendio, Explosión

#### **Consideraciones primarias**

Es muy importante mencionar los siguientes aspectos considerados en la determinación del evento de riesgo:

Para la simulación del evento de riesgo, se empleó el modelo de Jet Fire (Chorro de fuego) y sobrepresión provocada por nubes explosivas, del programa *Simulador de Contaminación y Riesgos en Industrias (SCRI) v. 2.1 elaborado por Dinámica Heurística, S.A. de C. V.*

En resumen, se consideran las siguientes suposiciones inherentes al modelo:

1. El modelo de Chorro de fuego (Jet Fire), se utilizó para calcular la tasa de emisión de gas natural, emitida por la fisura provocada en el gasoducto.
2. Se considera que el GN se encuentra a la temperatura ambiente.
3. La masa del material explosivo es comparada contra una carga equivalente de Trinitrotolueno (TNT).
4. Los efectos de obstáculos y del terreno no son considerados.
5. La explosión de una nube de gas no confinada (*Unconfined Vapor Cloud Explosion*), después de la fuga, el gas se dispersa, forma una nube de gas, y que al ser arrastrada por el viento viaja hasta encontrar una fuente de ignición, se generará una explosión de una nube de gas no confinada, causando daños severos a las instalaciones.

### **Modelación de CHORRO DE FUEGO y NUBE EXPLOSIVA / GN**

Los datos considerados en la aplicación del modelo, son los siguientes:

Gasto de GN en gasoducto:	7.08 m <sup>3</sup> /día
Temperatura de ebullición:	- 160 °C = 113.15 K
Valor tomado de la Hoja de Datos de Seguridad para Sustancias Químicas –Gas Natural Elaborada por PEMEX Gas y Petroquímica Básica.	
Temperatura ambiente:	19.5 °C = 296.15 K
Presión interna del gasoducto:	3,723.168 kPa
Peso molecular:	18.2
Valor tomado de la Hoja de Datos de Seguridad para Sustancias Químicas –Gas Natural Elaborada por PEMEX Gas y Petroquímica Básica.	
Relación de calor específico:	1.3
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
Calor de vaporización:	509,353.45055 J/kg
Diámetro de descarga:	0.122 m
Coefficiente de descarga del orificio:	0.63

### **ESTIMACIÓN DE TASA DE DESCARGA GAS**

#### **Resultados:**

Tasa de emisión =	47.00 kg/s se calculó utilizando el simulador SCRI, utilizando el modelo de Jet Fire / Chorro de fuego)
Duración de la descarga =	300 segundos (5 minutos)

Cantidad descargada = 14,100 kg  
Estado del material = Gas

Cantidad total descargada: **14,100kg**

**IMPORTANTE:** La simulación se realizó considerando la cantidad descargada en un período de 5 minutos, estimándose como el tiempo pertinente para realizar el control de la emergencia (supresión de fuga).

El resumen de resultados de simulación de accidentes y la síntesis del escenario de riesgo (radios en metros), se presentan a continuación:

### ESCENARIO DE ACCIDENTES QUÍMICOS

<b>PROYECTO:</b>	Gasoducto Cortázar	<b>LOCALIZACIÓN:</b>	Municipios de Santa Cruz de Juventino Rosas, Villagrán y
<b>UNIDAD / ÁREA:</b>	COORDENADAS DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP		
<b>DESCRIPCIÓN DEL RIESGO:</b>	tubería del gasoducto por actividades de excavación. El sitio del daño se encuentra cercano a la carretera Celaya - Villagrán.		
<b>NO. DE RIESGO:</b>	RSG-003		

### DATOS FISCO QUÍMICOS

<b>NOMBRE:</b>	GN	<b>STEL:</b>	N.D.
<b>PRESIÓN DE OPERACIÓN:</b>	273 bar	<b>IDLH:</b>	N.D.
<b>FORMULA:</b>	CH <sub>4</sub> + C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> + C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	<b>TLV:</b>	N.D.
<b>PUNTO DE EBULLICIÓN:</b>	- 160 °C	<b>PESO MOLECULAR:</b>	18.2

### RESUMEN DE RESULTADOS DE SIMULACIÓN DE ACCIDENTES

<b>RAPIDEZ DE DESCARGA DEL FLUIDO.</b>		<b>INFLAMABILIDAD.</b>	
<b>FLUJO:</b>	47 kg/s	<b>RADIO AFECTADO:</b>	165.39 m
<b>DURACIÓN:</b>	300 s	<b>Longitud de flama:</b>	24.3 m
<b>TOTAL DESCARGADO:</b>	14,100 kg		

### SÍNTESIS DE ESCENARIO DEL RIESGO (radios en metros)

	Inflamabilidad	Explosividad
	(5, 1.4 kw/m <sup>2</sup> )	(1.0, 0.5 psi)

Zona de alto riesgo	89.36 m	436.22 m
Zona de amortiguamiento	165.39 m	741.51 m

<b>OBSERVACIONES:</b>			
Se consideró lo siguiente: Velocidad máxima del viento =3 m/s Dirección del viento dominantes = N/SO Humedad relativa promedio: 35%			
<b>MODELO:</b>	GETC	<b>AUTORIZO:</b>	LMV

- D. La posible corrosión de la tubería como producto de fallas generales del sistema de protección catódica.

Situación Hipotética	Incidente inesperado
<p>Se supondrá rotura total del gasoducto con fuga masiva de GN, <b>COORDENADAS DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP</b></p> <p>La fuga se manifiesta en el cuerpo del gasoducto por ruptura total del mismo, originada por un daño mecánico, presentándose riesgo de explosión por acumulación del material fugado al entrar en contacto con una fuente de ignición.</p>	<p>Incendio, Explosión</p>

#### Consideraciones primarias

Es muy importante mencionar los siguientes aspectos considerados en la determinación del evento de riesgo:

Para la simulación del evento de riesgo, se empleó el modelo de Jet Fire (Chorro de fuego) y sobrepresión provocada por nubes explosivas, del programa *Simulador de Contaminación y Riesgos en Industrias (SCRI) v. 2.1 elaborado por Dinámica Heurística, S.A. de C. V.*

En resumen, se consideran las siguientes suposiciones inherentes al modelo:

1. El modelo de Chorro de fuego (Jet Fire), se utilizó para calcular la tasa de emisión de gas natural, emitida por la fisura provocada en el gasoducto.
2. Se considera que el GN se encuentra la temperatura ambiente.
3. La masa del material explosivo es comparada contra una carga equivalente de Trinitrotolueno (TNT).
4. Los efectos de obstáculos y del terreno no son considerados.
5. La explosión de una nube de gas no confinada (*Unconfined Vapor Cloud Explosion*), después de la fuga, el gas se dispersa, forma una nube de gas, y que al ser arrastrada

por el viento viaja hasta encontrar una fuente de ignición, se generará una explosión de una nube de gas no confinada, causando daños severos a las instalaciones.

### **Modelación de CHORRO DE FUEGO y NUBE EXPLOSIVA / GN**

Los datos considerados en la aplicación del modelo, son los siguientes:

Gasto de GN en gasoducto:	7.08 m <sup>3</sup> /día
Temperatura de ebullición:	- 160 °C = 113.15 K
Valor tomado de la Hoja de Datos de Seguridad para Sustancias Químicas –Gas Natural Elaborada por PEMEX Gas y Petroquímica Básica.	
Temperatura ambiente:	19.5 °C = 296.15 K
Presión interna del gasoducto:	3,723.168 kPa
Peso molecular:	18.2
Valor tomado de la Hoja de Datos de Seguridad para Sustancias Químicas –Gas Natural Elaborada por PEMEX Gas y Petroquímica Básica.	
Relación de calor específico:	1.3
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
Calor de vaporización:	509,353.45055 J/kg
Diámetro de descarga:	24" = 0.6096 m
Coefficiente de descarga del orificio:	0.63

### **ESTIMACIÓN DE TASA DE DESCARGA GAS**

#### **Resultados:**

Tasa de emisión =	1955.4 kg/s se calculó utilizando el simulador SCRI, utilizando el modelo de Jet Fire / Chorro de fuego)
Duración de la descarga =	300 segundos (5 minutos)
Cantidad descargada =	586,620 kg
Estado del material =	Gas
Cantidad total descargada:	<b>586,620 kg</b>

**IMPORTANTE:** La simulación se realizó considerando la cantidad descargada en un período de 5 minutos, estimándose como el tiempo pertinente para realizar el control de la emergencia (supresión de fuga).

El resumen de resultados de simulación de accidentes y la síntesis del escenario de riesgo (radios en metros), se presentan a continuación:

**ESCENARIO DE ACCIDENTES QUÍMICOS**

<b>PROYECTO:</b>	Gasoducto Cortázar	<b>LOCALIZACIÓN:</b>	Municipios de Santa Cruz de Juventino Rosas, Villagrán y e
<b>UNIDAD / ÁREA:</b>	COORDENADAS DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP		
<b>DESCRIPCIÓN DEL RIESGO</b>			
<b>NO. DE RIESGO:</b>	RSG-004		

**DATOS FISCO QUÍMICOS**

<b>NOMBRE:</b>	GN	<b>STEL:</b>	N.D.
<b>PRESIÓN DE OPERACIÓN:</b>	273 bar	<b>IDLH:</b>	N.D.
<b>FORMULA:</b>	CH <sub>4</sub> + C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> + C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	<b>TLV:</b>	N.D.
<b>PUNTO DE EBULLICIÓN:</b>	- 160 °C	<b>PESO MOLECULAR:</b>	18.2

**RESUMEN DE RESULTADOS DE SIMULACIÓN DE ACCIDENTES**

<b>RAPIDEZ DE DESCARGA DEL FLUIDO.</b>		<b>INFLAMABILIDAD.</b>	
<b>FLUJO:</b>	1955.4 kg/s	<b>RADIO AFECTADO:</b>	947.95 m
<b>DURACIÓN:</b>	300 s	<b>Longitud de flama:</b>	73.0 m
<b>TOTAL DESCARGADO:</b>	586,620 kg		

**SÍNTESIS DE ESCENARIO DEL RIESGO (radios en metros)**

	Inflamabilidad	Explosividad
	(5, 1.4 kw/m <sup>2</sup> )	(1.0, 0.5 psi)
Zona de alto riesgo	514.61 m	1,511.55 m
Zona de amortiguamiento	947.95 m	2,569.39 m

**OBSERVACIONES:**

Se consideró lo siguiente:  
 Velocidad máxima del viento =3 m/s  
 Dirección del viento dominantes = N/SO  
 Humedad relativa promedio: 35%

<b>MODELO:</b>	GETC	<b>AUTORIZO:</b>	LMV
----------------	------	------------------	-----

E. Ruptura del gasoducto producida por terceros.

Escenario	Incidente inesperado
<p>El daño a la tubería se supondrá por excavación en área</p> <div style="background-color: black; color: red; padding: 5px; text-align: center;"> <b>COORDENADAS DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP</b> </div> <p>La fuga se manifiesta en el cuerpo del gasoducto por fisura equivalente al 50% del diámetro total de gasoducto de 24" (12" = 0.3048 m), presentándose riesgo de explosión por acumulación del material fugado al entrar en contacto con una fuente de ignición.</p>	<p>Incendio, explosión</p>

**Consideraciones primarias**

Es muy importante mencionar los siguientes aspectos considerados en la determinación del evento de riesgo:

Para la simulación del evento de riesgo, se empleó el modelo de Jet Fire (Chorro de fuego) y sobrepresión provocada por nubes explosivas, del programa *Simulador de Contaminación y Riesgos en Industrias (SCRI) v. 2.1 elaborado por Dinámica Heurística, S.A. de C. V.*

En resumen, se consideran las siguientes suposiciones inherentes al modelo:

1. El modelo de Chorro de fuego (Jet Fire), se utilizó para calcular la tasa de emisión de gas natural, emitida por la fisura provocada en el gasoducto.
2. Se considera que el GN se encuentra a la temperatura ambiente.
3. La masa del material explosivo es comparada contra una carga equivalente de Trinitrotolueno (TNT).
4. Los efectos de obstáculos y del terreno no son considerados.
5. La explosión de una nube de gas no confinada (*Unconfined Vapor Cloud Explosion*), después de la fuga, el gas se dispersa, forma una nube de gas, y que al ser arrastrada por el viento viaja hasta encontrar una fuente de ignición, se generará una explosión de una nube de gas no confinada, causando daños severos a las instalaciones.

**Modelación de CHORRO DE FUEGO y NUBE EXPLOSIVA / GN**

Los datos considerados en la aplicación del modelo, son los siguientes:

Gasto de GN en gasoducto: 7.08 x 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>/día

Temperatura de ebullición:	- 160 °C = 113.15 K
Valor tomado de la Hoja de Datos de Seguridad para Sustancias Químicas –Gas Natural Elaborada por PEMEX Gas y Petroquímica Básica.	
Temperatura ambiente:	23 °C = 296.15 K
Presión interna del gasoducto:	5,860.54 kPa
Peso molecular:	18.2
Valor tomado de la Hoja de Datos de Seguridad para Sustancias Químicas –Gas Natural Elaborada por PEMEX Gas y Petroquímica Básica.	
Relación de calor específico:	1.3
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
Calor de vaporización:	509,353.45055 J/kg
Diámetro de descarga:	0.3048 m
Coefficiente de descarga del orificio:	0.63

#### **ESTIMACIÓN DE TASA DE DESCARGA GAS**

##### **Resultados:**

Tasa de emisión =	769.5 kg/s (se calculó utilizando el simulador SCRI, utilizando el modelo de Jet Fire / Chorro de fuego)
Duración de la descarga =	300 segundos (5 minutos)
Cantidad descargada =	600 kg
Estado del material =	Gas

Cantidad total descargada: **230,850 kg**

**IMPORTANTE:** La simulación se realizó considerando la cantidad descargada en un período de 5 minutos, estimándose como el tiempo pertinente para realizar el control de la emergencia (supresión de fuga).

El resumen de resultados de simulación de accidentes y la síntesis del escenario de riesgo (radios en metros), se presentan a continuación:

**ESCENARIO DE ACCIDENTES QUÍMICOS**

<b>PROYECTO:</b>	Gasoducto Cortázar	<b>LOCALIZACIÓN:</b>	Municipios de Santa Cruz de Juventino Rosas, Villagrán y
<b>UNIDAD / ÁREA:</b>	COORDENADAS DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP		
<b>DESCRIPCIÓN DEL RIESGO:</b>	gasoducto de la Interconexión CENAGAS, estando el sitio cercano a la CCC Energía de Celaya, suponiendo trabajos de mantenimiento en área cercana. La fuga se manifiesta en el cuerpo del gasoducto por fisura equivalente al 50% del diámetro total de gasoducto de 24" (12" = 0.3048 m), presentándose riesgo de explosión por acumulación del material fugado al entrar en contacto con una fuente de ignición.		
<b>NO. DE RIESGO:</b>	RSG-005		

**DATOS FISCO QUÍMICOS**

<b>NOMBRE:</b>	GN	<b>STEL:</b>	N.D.
<b>PRESIÓN DE OPERACIÓN:</b>	273 bar	<b>IDLH:</b>	N.D.
<b>FORMULA:</b>	CH <sub>4</sub> + C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> + C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	<b>TLV:</b>	N.D.
<b>PUNTO DE EBULLICIÓN:</b>	- 160 °C	<b>PESO MOLECULAR:</b>	18.2

**RESUMEN DE RESULTADOS DE SIMULACIÓN DE ACCIDENTES**

<b>RAPIDEZ DE DESCARGA DEL FLUIDO.</b>				<b>INFLAMABILIDAD.</b>	
FLUJO:	769.5 kg/s	RADIO AFECTADO:		606.87 m	
DURACIÓN:	300 s	Longitud de flama:		36.5 m	
TOTAL DESCARGADO:	230,850 kg				

**SÍNTESIS DE ESCENARIO DEL RIESGO (radios en metros)**

	Inflamabilidad	Explosividad
	(5, 1.4 Kw/m <sup>2</sup> )	(1.0, 0.5 psi)
Zona de alto riesgo	329.67 m	1,107.68 m
Zona de amortiguamiento	606.87 m	1,882.87 m

**OBSERVACIONES:**

Se consideró lo siguiente: Velocidad máxima del viento =3 m/s, Dirección del viento dominantes = N/SO, Humedad relativa promedio: 35%

<b>MODELO:</b>	GETC	<b>AUTORIZO:</b>	LMV
----------------	------	------------------	-----

Para mayor detalle, los criterios para determinación de tiempos de fuga y los diámetros de fuga considerados en todas las simulaciones de riesgo realizadas se muestran en la siguiente tabla:

Identificación evento	Situación Hipotética	Tiempo de fuga y diámetro de fuga	Justificación
RSG-001	<p>El daño a la tubería se supondrá por excavación en área cercana al gasoducto de la Interconexión Juventino (ruta principal),</p> <p><b>COORDENADAS DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP</b></p> <p>La fuga se manifiesta en el cuerpo del gasoducto por fisura equivalente a 1" de diámetro, presentándose riesgo de explosión por acumulación del material fugado al entrar en contacto con una fuente de ignición. Al ser detectada, se ponen en funcionamiento el plan de emergencia para "taponar" la fuga; para controlar la fuga transcurre un tiempo de 5 minutos.</p>	<p>El tiempo de fuga se consideró de 5 minutos, siendo el tiempo en que una fuente de ignición produce una explosión.</p> <p>El diámetro de la fuga se consideró de 1".</p>	<p>El diámetro equivalente del daño en el gasoducto, se propuso con base en las condiciones a las que podrá estar sometido el mismo.</p> <p>El tiempo de fuga se considera como el tiempo pertinente para controlarla.</p>
RSG-002	<p>Se supone fuga de GN debido a adelgazamiento de la tubería del ducto, causada por corrosión y fallas generales al sistema de protección catódica.</p> <p><b>COORDENADAS DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP</b></p> <p>La fuga se manifiesta en el cuerpo del gasoducto por fisura equivalente a 2" de diámetro, presentándose riesgo de explosión por acumulación del material fugado al entrar en contacto con una fuente de ignición. Al ser detectada, se ponen en funcionamiento el plan de emergencia para "taponar" la fuga; para controlar la fuga transcurre un tiempo de 5 minutos.</p>	<p>El tiempo de fuga se consideró de 5 minutos.</p> <p>El diámetro de la fuga se consideró de 2".</p>	<p>El diámetro equivalente del daño en el gasoducto, se propuso con base en las condiciones a las que podrá estar sometido el mismo.</p> <p>El tiempo de fuga se considera como el tiempo pertinente para controlarla.</p>
RSG-003	<p>Se prevé la fuga de GN por un orificio de 20%, causado por daño a la tubería del gasoducto por actividades de excavación. El sitio del daño se encuentra cercano a la carretera Celaya - Villagrán.</p>	<p>El tiempo de fuga se consideró de 5 minutos, siendo el tiempo en que una fuente de</p>	<p>El diámetro equivalente del daño en el gasoducto, se propuso con base en las condiciones a las</p>

Identificación evento	Situación Hipotética	Tiempo de fuga y diámetro de fuga	Justificación
	<p><b>COORDENADAS DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP</b></p> <p>La fuga se manifiesta en el cuerpo del gasoducto por fisura equivalente al 20% del diámetro total, que corresponde a 4.8" (0.122 m) de diámetro, presentándose riesgo de explosión por acumulación del material fugado al entrar en contacto con una fuente de ignición. Al ser detectada, se ponen en funcionamiento el plan de emergencia para "taponar" la fuga; para controlar la fuga transcurre un tiempo de 5 minutos.</p>	<p>ignición produce una explosión.</p> <p>El diámetro de la fuga se consideró de 3".</p>	<p>que podrá estar sometido el mismo.</p> <p>El tiempo de fuga se considera como el tiempo pertinente para controlarla.</p>
RSG-004	<p>Se supondrá rotura total del gasoducto con fuga masiva de GN, causada por un sismo de</p> <p><b>COORDENADAS DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP</b></p> <p>La fuga se manifiesta en el cuerpo del gasoducto por ruptura total del mismo, originada por un daño mecánico, presentándose riesgo de explosión por acumulación del material fugado al entrar en contacto con una fuente de ignición.</p>	<p>El tiempo de fuga se consideró de 5 minutos, siendo el tiempo en que una fuente de ignición produce una explosión.</p> <p>El diámetro de la fuga se consideró de 24".</p>	<p>El diámetro equivalente del daño en el gasoducto, se propuso con base en las condiciones a las que podrá estar sometido el mismo.</p> <p>El tiempo de fuga se considera como el tiempo pertinente para controlarla.</p>
RSG-005	<p>El daño a la tubería se supondrá por excavación en área cercana al gasoducto de</p> <p><b>COORDENADAS DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP</b></p> <p>La fuga se manifiesta en el cuerpo del gasoducto por fisura equivalente al 50% del diámetro total de gasoducto de 24" (12" = 0.3048 m), presentándose riesgo de explosión por acumulación del material fugado al entrar en contacto con una fuente de ignición.</p>	<p>El tiempo de fuga se consideró de 5 minutos, siendo el tiempo en que una fuente de ignición produce una explosión.</p> <p>El diámetro de la fuga se consideró de 12".</p>	<p>El diámetro equivalente del daño en el gasoducto, se propuso con base en las condiciones a las que podrá estar sometido el mismo.</p> <p>El tiempo de fuga se considera como el tiempo pertinente para controlarla.</p>

## II.2. INTERACCIONES DE RIESGO

En esta sección se describirá los elementos, infraestructura, comunidades, etcétera., que pueden ser afectadas en caso de ocurrencia de alguno de los eventos simulados.

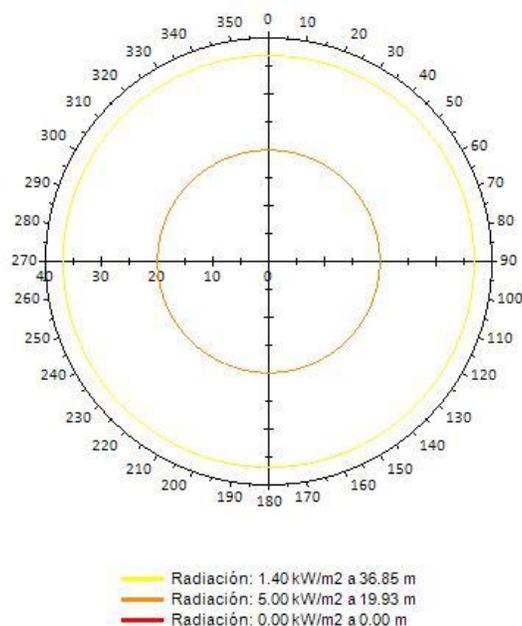
### Evento RSG-001

#### *Inflamabilidad*

Los resultados de la simulación del evento RSG-001, para la zona de alto riesgo con respecto a chorro de fuego (jet fire), prevé afectaciones sobre la Carretera Salamanca – Celaya. El radio de afectación también interactúa con la obra de interconexión de con el Gasoducto Villa de reyes propiedad de TransCanada y la EMRyC Juventino.

El daño, no se aproxima a zonas pobladas o con asentamientos humanos, únicamente en la zona existen parcelas, donde se desarrollan actividades de agricultura.

Gráfica de Radios de Afectación



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

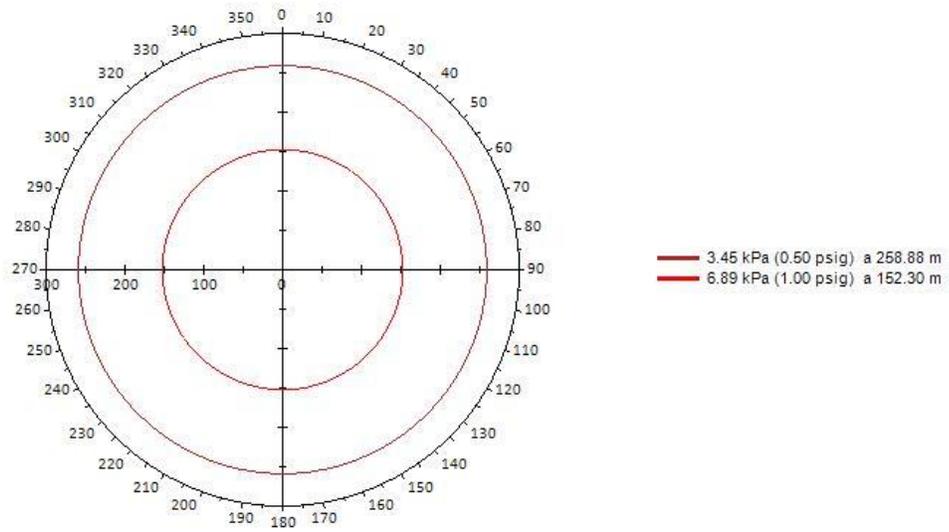
*Explosividad*

Para una nube explosiva formada por 600 kg de GN, los daños de la zona de alto riesgo prevén afectaciones en un tramo de 152 m lineales de la Carretera Celaya - Salamanca, en la totalidad de los carriles en ambas direcciones, así como en los predios colindantes a la trayectoria de ducto en ese punto.

Es importante señalar que dentro de la zona dañada no se localizan zonas urbanas o viviendas aisladas a las que se pudiera causar daño.

Por otro lado, la zona de daño, no evita la interconexión con el Gasoducto de Transcanada, que será el que abastecerá el Sistema Cortázar, motivo de este estudio, y siendo que el evento se supone en un sitio cercano a la interconexión con dicho gasoducto.

Gráfica de Radios de Sobrepresión



Explosión de una masa de 600.00 kg de TNT

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

Evento RSG-002

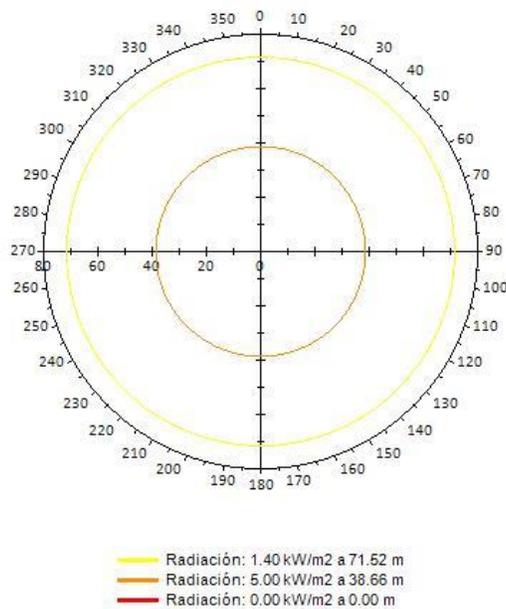
### *Inflamabilidad*

Los resultados de la simulación del evento RSG-002, para la zona de alto riesgo con respecto a chorro de fuego (jet fire), prevé afectaciones en parcelas privadas colindantes a la trayectoria del gasoducto, así mismo en un camino local que atraviesa por esa zona.

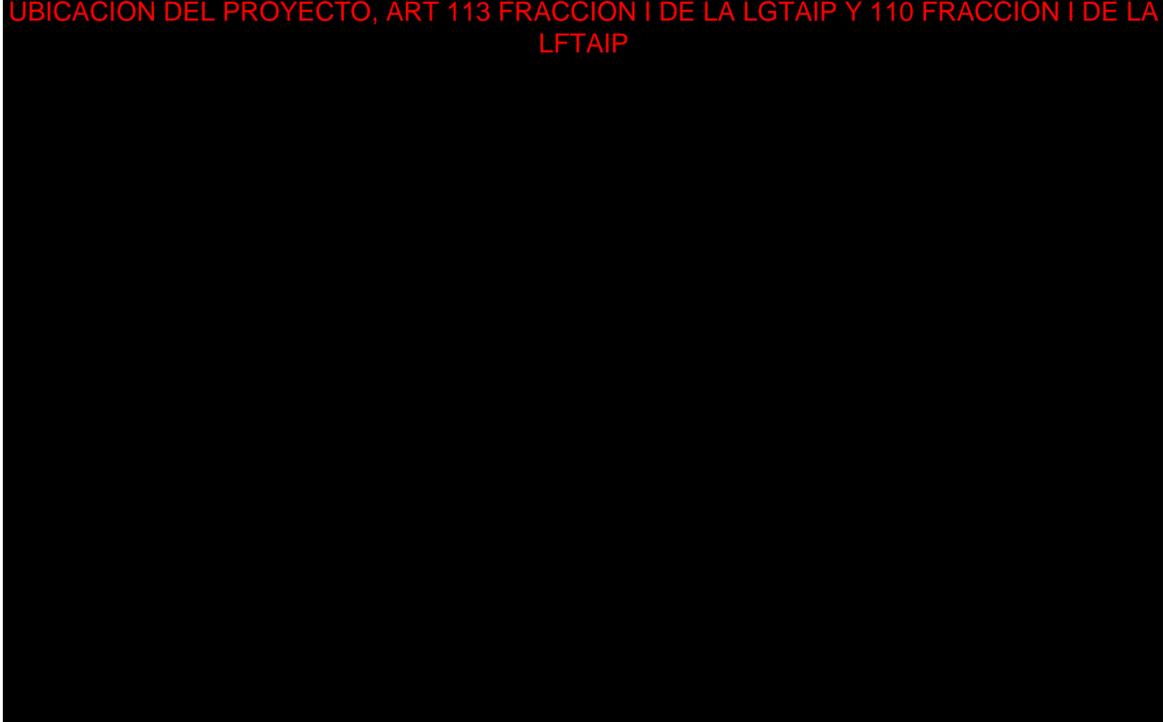
Asimismo, la zona de amortiguamiento, queda contenidas dentro de parcelas privadas donde no se cuenta con ningún tipo de infraestructura o viviendas que pudieran ser afectadas.

Es importante señalar que dentro de la zona dañada no se localizan zonas urbanas o viviendas aisladas a las que se pudiera causar daño. Únicamente terrenos privados donde la principal actividad es la agricultura.

**Gráfica de Radios de Afectación**



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



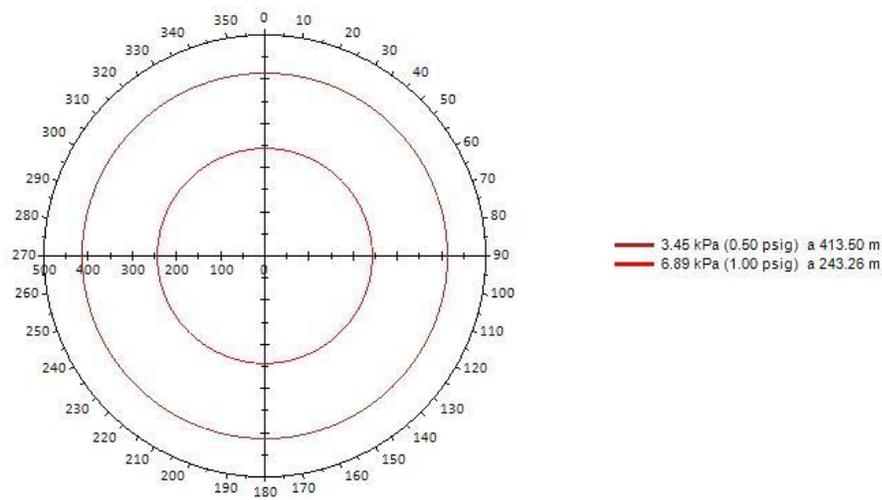
*Imagen. Zonas de afectación del evento RSG-002 Ininflamabilidad.*

*Explosividad*

Para una nube explosiva formada por 2,445.0 kg de GN, los daños de la zona de alto riesgo prevén afectaciones en el camino local que cruza esa zona. El cual sólo abastece flujo vehicular de los vecinos y trabajadores de las parcelas privadas del área.

Es importante señalar que dentro de la zona dañada no se localizan zonas urbanas o viviendas aisladas a las que se pudiera causar daño. Las parcelas privadas referidas no cuentan con infraestructura de algún tipo que pudiera ser afectada.

**Gráfica de Radios de Sobrepresión**



Explosión de una masa de 2445.00 kg de TNT

*Imagen. Zonas de afectación del evento RSG-002 Explosividad.*

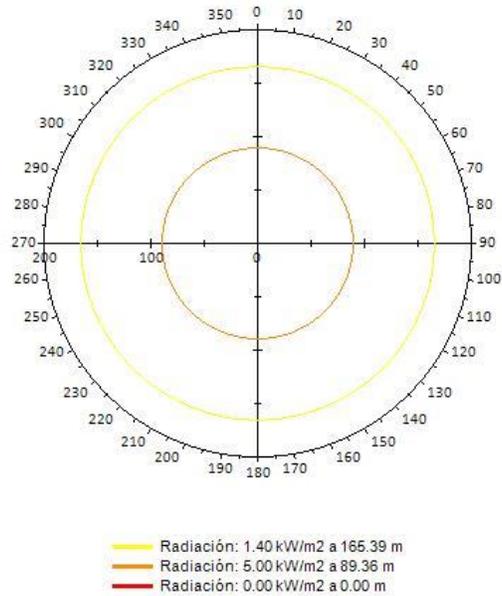
### **Evento RSG-003**

#### *Inflamabilidad*

Los resultados de la simulación del evento RSG-003, para la zona de alto riesgo con respecto a chorro de fuego (jet fire), prevé afectaciones en las inmediaciones de la carreta Villagrán - Celaya, así como en las parcelas privadas que rodean la trayectoria del ducto.

Es importante señalar que dentro de la zona dañada no se localizan zonas urbanas o viviendas aisladas a las que se pudiera causar daño. Únicamente terrenos privados donde la principal actividad es el cultivo.

Gráfica de Radios de Afectación



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

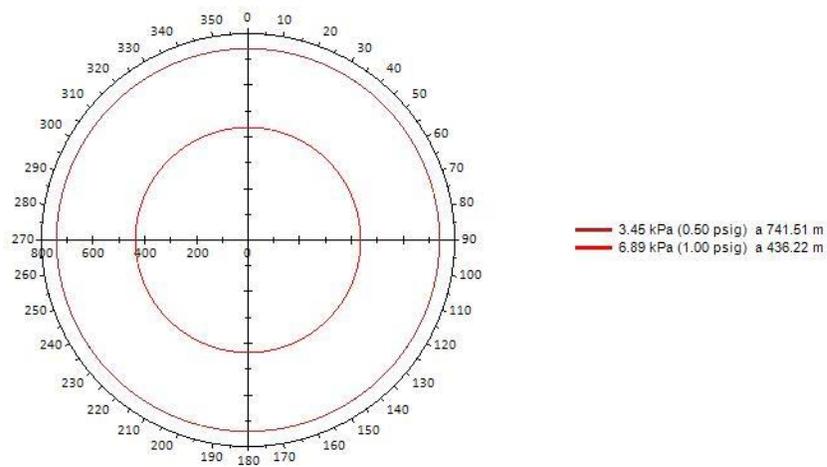
*Explosividad*

Para una nube explosiva formada por 14,100 kg de GN, los daños de la zona de alto riesgo

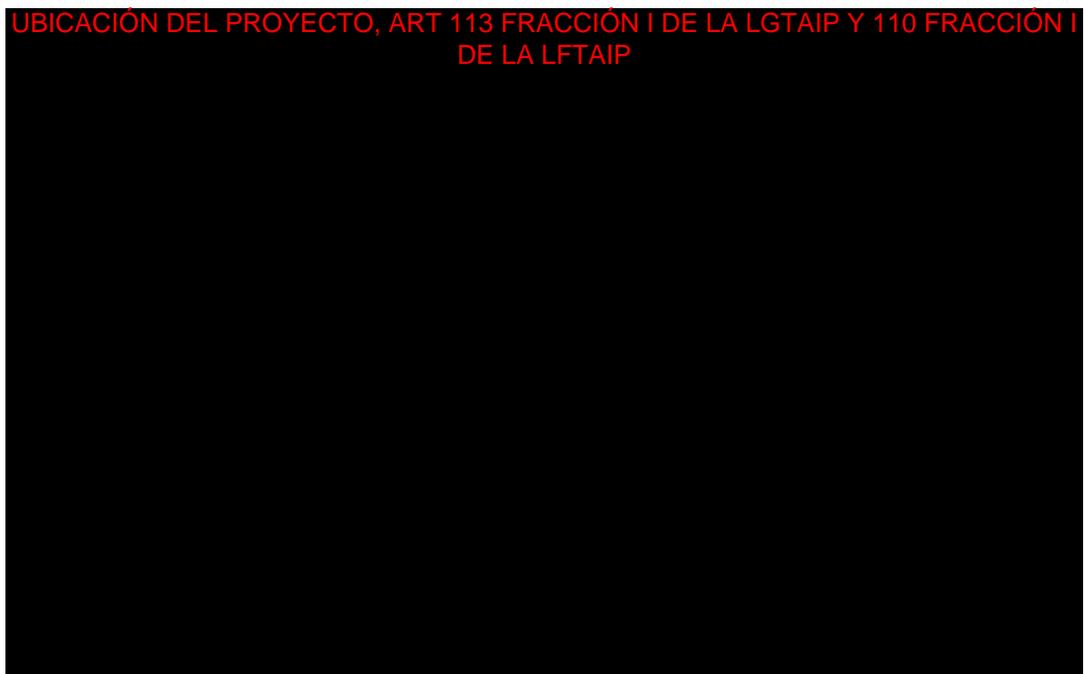
prevén afectaciones en 741.51 metros lineales de la Carretera Villagrán - Celaya, así como en predios privados colindantes a la carretera, donde la actividad principal es la agricultura.

Es importante señalar que dentro de la zona dañada no se localizan zonas urbanas o viviendas aisladas a las que se pudiera causar daño.

**Gráfica de Radios de Sobrepresión**



Explosión de una masa de 14100.00 kg de TNT



## Evento RSG-004

### *Inflamabilidad*

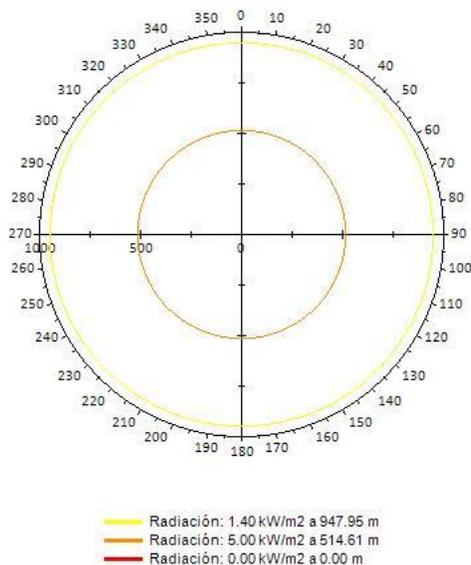
El evento RSG-004 es el más destructivo debido a las superficies de afectación arrojadas por el simulador, sin embargo, su probabilidad de ocurrencia es muy baja, debido a que la ruptura total del ducto podrá ocurrir en caso de un evento catastrófico.

Los resultados de la simulación del evento RSG-004, para la zona de alto riesgo con respecto a chorro de fuego (jet fire), prevé afectaciones que pueden podrá llegar hasta el Municipio de Cortázar, con un, así como viviendas asiladas (rancherías) que se encuentren dentro de esa zona.

De igual forma, el daño contempla infraestructura como la Universidad politécnica de Guanajuato, así como otras industrias situadas en la zona.

Por otra parte, el evento también ocasionará daños en la totalidad de las alternativas previstas y la EMRyC Energía de Celaya y el gasoducto propiedad de CENAGAS que tiene su trayectoria cercano al punto del evento de riesgo.

**Gráfica de Radios de Afectación**



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

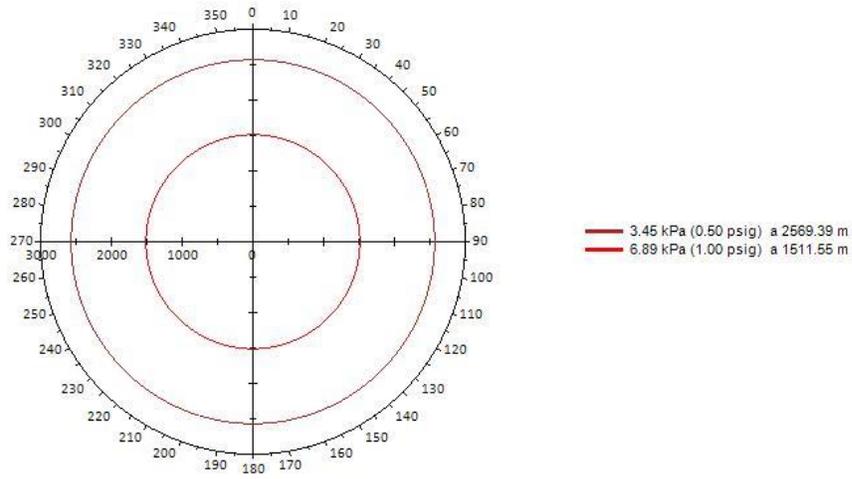


*Explosividad*

Para una nube explosiva formada por 586,620 kg de GN, los daños de la zona de alto riesgo prevén afectaciones en la zona urbana del Municipio de Cortázar, y localidades aledañas como La Huerta. Asimismo, en infraestructura como la Universidad Politécnica de Guanajuato, e industria que se sitúan cercanas a la zona de evento simulado.

Asimismo, la carretera Celaya – Villagrán, también se verá afectada.

**Gráfica de Radios de Sobrepresión**



Explosión de una masa de 588620.00 kg de TNT

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

## Evento RSG-005

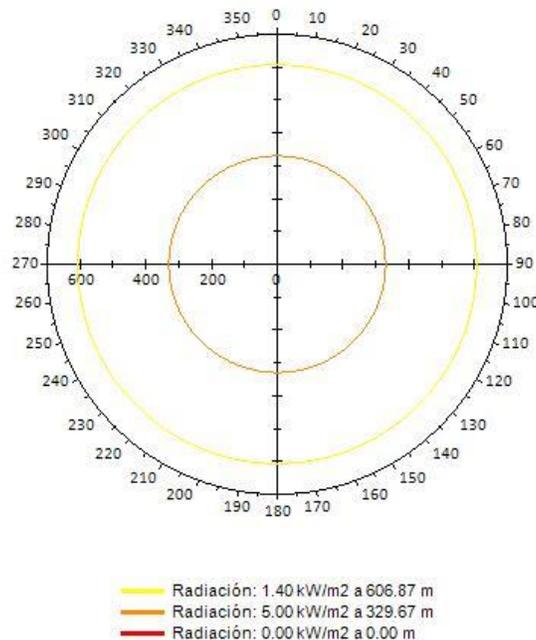
### *Inflamabilidad*

El evento RSG-005 con una fractura en la interconexión con el gasoducto propiedad de CENAGAS equivalente al 50% del diámetro total de ducto, por manejar una presión interna de mayor valor en comparación con la interconexión Juventino; se prevé un daño de mayor gravedad que el RSG-001.

Los resultados de la simulación del evento RSG-005, para la zona de alto riesgo con respecto a chorro de fuego (jet fire), prevé afectaciones que interceptan con el cuerpo de agua Rio la Laja, así como con industrias que se encuentren dentro de esa zona.

Por otra parte, el evento también ocasionará daños en la totalidad de las alternativas previstas y la EMRyC Energía de Celaya y el gasoducto propiedad de CENAGAS que tiene su trayectoria cercano al punto del evento de riesgo.

**Gráfica de Radios de Afectación**



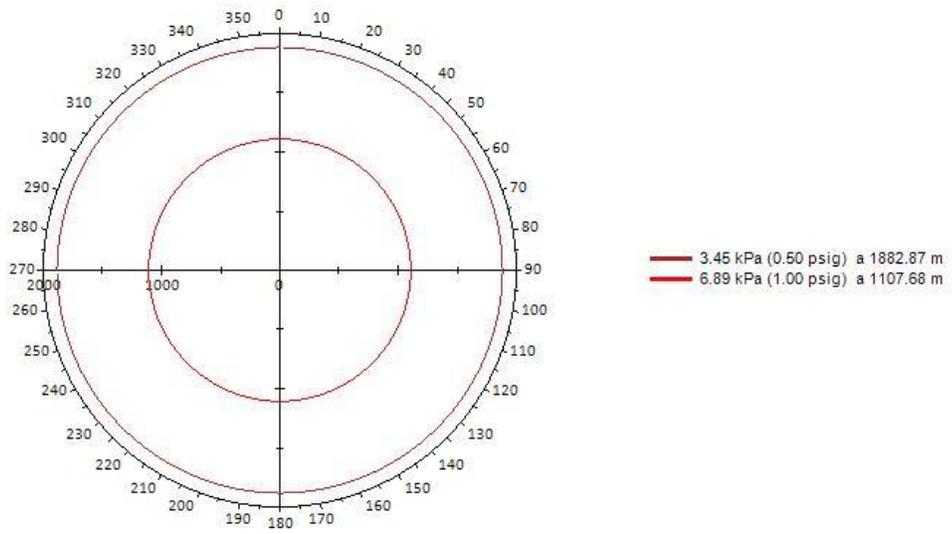
UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP



*Explosividad*

Para una nube explosiva formada por 230,850 kg de GN, los daños de la zona de alto riesgo prevén afectaciones en la zona urbana del Municipio de Cortázar, y localidades aledañas como La Huerta. Asimismo, en infraestructura como la Universidad Politécnica de Guanajuato, e industria que se sitúan cercanas a la zona de evento simulado. Asimismo, la carretera Celaya – Villagrán, también se verá afectada.

Gráfica de Radios de Sobrepresión



Explosión de una masa de 230850.00 kg de TNT

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

### II.3. EFECTOS SOBRE EL SISTEMA AMBIENTAL

En esta sección se identificaron y describen los componentes ambientales y asentamientos humanos que pueden ser afectados, con base en los eventos de riesgo identificados, considerando las zonas de alto riesgo y amortiguamiento determinadas.

Dado ello, con base a los eventos simulados, se determinó que el RSG-004 es el escenario con mayor peligrosidad (en el evento de simulación de una nube explosiva). Los radios de afectación resultantes corresponden:

<b>SÍNTESIS DE ESCENARIO DEL RIESGO (radios en metros) RSG-004</b>		
	Inflamabilidad	Explosividad
	(5, 1.4 kw/m <sup>2</sup> )	(1.0, 0.5 psi)
Zona de alto riesgo	514.61 m	1,511.55 m
Zona de amortiguamiento	947.95 m	2,569.39 m

Con base en lo anterior, el análisis de los efectos sobre el sistema ambiental se realizó con los radios de mayor magnitud siguientes:

- 1,511.55 m para la zona de alto riesgo
- 2,569.39 m para la zona de amortiguamiento.

La siguiente tabla, el análisis realizado de los componentes ambientales que se ser sujetos de afectación.

<b>COMPONENTE AMBIENTAL</b>	<b>INDICADOR</b>	<b>SITUACIÓN Y DIAGNOSTICO</b>
<b>MEDIO FÍSICO</b>		
Calidad del aire	Presencia o ausencia de fuentes de emisiones a la atmosfera.	En el área de afectación del proyecto se pueden generar emisiones fugitivas de gas natural (metano), en las válvulas reguladoras de presión e instrumentos utilizados en la trayectoria del gasoducto, así como en el sistema de venteo.  Dado ello, la totalidad de los componentes de la instalación serán sometidos a inspecciones periódicas y mantenimiento preventivo que permitir asegurar su correcto funcionamiento.
Ruidos y vibraciones.	Presencia o ausencia de fuentes de emisiones de ruido.	No se registran fuentes importantes de generación de ruido en la zona del proyecto que puedan afectar los alrededores. No obstante, durante la etapa de operación del proyecto se prevé, realizar mediciones de ruido ambiental conforme lo establece la NOM-081-SEMARNAT-1994.

COMPONENTE AMBIENTAL	INDICADOR	SITUACIÓN Y DIAGNOSTICO
Hidrología superficial	Presencia o ausencia de contaminación de los ríos y cuerpos de agua.	En el área de afectación directa del proyecto se tienen corrientes de agua que cruzan con la trayectoria del proyecto. Sin embargo, el desarrollo y puesta en marcha del proyecto no tendrá afectación directa en ellos.  Los eventos de riesgo de mayor magnitud contemplan el área de afectación sobre el Río Laja.
Asentamientos humanos	Cercanos al proyecto	El radio de afectación de alto riesgo, podrá llegar hasta las Localidades siguientes: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Cortázar</li> </ul>

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

#### III.1. RECOMENDACIONES TÉCNICO-OPERATIVAS

Con base en los resultados obtenidos de la identificación de riesgos, en el análisis de las consecuencias y en la visita a las instalaciones, las recomendaciones Técnico-Operativas son las siguientes:

- Establecer un programa de información en coordinación con los administradores de la CC Energía de Celaya, enfocado para dar a conocer, a las empresas involucradas, la localización del gasoducto, sus implicaciones y teléfonos de emergencia.
- El incorporar dentro de los procedimientos para el celaje del derecho de vía, la inspección detallada de aquellos tramos de tubería que son susceptibles a ser expuestos a nivel de piso por actividades de mantenimiento por parte de terceros hacia el parque industrial.
- La elaboración de un programa para la prevención de accidentes, estableciendo para cada uno de los escenarios más probables, los procedimientos para la atención de emergencias.

#### III.2. MEDIDAS PREVENTIVAS

**Mantener una Operación Eficiente:** Esto incluye por lo menos: operar válvulas de regulación y equipos de medición en forma práctica y eficiente. Las fuentes de información comunes en el proceso de retroalimentación son: libros de referencia de los equipos, programas de planificación de mantenimiento del sistema, solicitudes de libranzas del gasoducto, solicitudes de cambios en el flujo de gas.

El grupo de mantenimiento contribuirá al cumplimiento de los objetivos preservando la

confiabilidad y disponibilidad del sistema, programando y ejecutando actividades de mantenimiento predictivo y preventivo basados en un Programa de Mantenimiento.

***Celaje del Derecho de Vía.*** El propósito del celaje es identificar fugas; la condición de la tubería y recubrimientos; instalaciones dañadas o faltantes; deslaves; construcción de nuevas estructuras, la condición de vegetación, cruces y actividades de terceros.

***Inspección de las Instalaciones:*** Se deberán programar inspecciones periódicas los celajes al derecho de Vía, con el objetivo de vigilar su integridad con un mantenimiento adecuado al recubrimiento dieléctrico y ensayos no destructivos según lo requiera el caso.

Para la mitigación de los efectos de la corrosión exterior, se deberá colocar un recubrimiento epóxico. Dentro de la lista de actividades se deberá incluir levantamiento de potenciales, monitoreo de eficiencia de la protección catódica en postes de prueba, inspecciones de rectificadores, mantenimientos a casetas de rectificadores, mantenimiento a subestaciones y conexiones eléctricas, aislamientos eléctricos, reparación de rectificadores, inspección de camas anódicas y mantenimiento/reemplazo de postes de prueba e inspección y reparación del recubrimiento dieléctrico.

***Inspección y mantenimiento a válvulas y actuadores:*** A lo largo del gasoducto se encuentran instaladas válvulas de seccionamiento en línea regular de tipo bola, las cuales se deberán integrar a un programa de inspección, y mantenimiento periódico.

***Rehabilitación/ Modificación del gasoducto:*** Por ser un sistema nuevo, el programa de mantenimiento no contempla rehabilitaciones o modificaciones al gasoducto, sin embargo, en caso de ser requerido, la empresa se deberá contar con procedimientos documentados para la ejecución de dichas actividades.

## **IV. RESUMEN.**

### **IV.1. SEÑALAR LAS CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL**

El Sistema Gasoducto de Cortázar, propiedad de **Gasoducto de Cortázar, S. de R.L. de C.V.**, supone el uso de **Gas Natural (Metano)** siendo éste el insumo de mayor interés en materia de riesgo ambiental, mismo que está considerado como sustancia peligrosa conforme al Artículo 4°, Fracción I, Inciso “a” del Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas, siendo la **cantidad de reporte** específica de dicha sustancia (gas natural) de 500 kg,

Se realizó el análisis de riesgo ambiental, mismo que inició con análisis de las características propias de la operación que se desarrollará para el transporte de GN a las instalaciones de la “CC Energía de Celaya”, permitiendo identificar anticipadamente algunos riesgos intrínsecos a la actividad. Para determinar y jerarquizar los riesgos de la instalación de suministro de gas natural, se consideraron factores de riesgo como: Características físico-químicas de las sustancias manejadas, cantidades de las sustancias peligrosas manejadas y condiciones de operación en el proceso.

Las metodologías que se utilizaron para la determinación del riesgo involucrado en el manejo de las sustancias de interés, son las metodologías conocidas como Análisis de Modelo de Efecto de Falla (AMEF) y HAZOP (Hazard and Operability).

Para la Jerarquización de los riesgos identificados mediante la Metodología utilizada (HAZOP), se utilizó una Matriz de Interacciones, asignando un índice de frecuencia y un índice de consecuencias, tomando al producto de los dos índices para llegar a un índice individual.

Del análisis realizado, se determina que los eventos más probables a ocurrir corresponden a las fugas de gas natural, debido a daños en la estructura del gasoducto, causados en mayor medida por las actividades de excavación llevadas a cabo por terceros, o en su caso, por los efectos de la corrosión.

Dado ello, el accidente mayor relacionado al uso de Gas Natural, se refiere a una potencial fuga masiva del energético, considerando como la situación más adversa posible, es decir, que no se realicen actividades de inspección y mantenimiento a la instalación. Este evento tendría graves consecuencias, debido a que se podría generar una nube explosiva, la cual puede desarrollarse en grandes espacios y, por tanto, sus daños son extensos en términos de su capacidad de desplazamiento en espacios abiertos.

La siguiente etapa del análisis de riesgo ambiental fue determinar cuáles serían las consecuencias del posible evento no deseado, para ello se utilizó un programa electrónico de simulación a manera de poder cuantificar sus efectos.

En referencia al evento de riesgo relacionado con una potencial fuga de Gas Natural, formación de una nube explosiva y posterior detonación, se tendría interacción con las instalaciones del sistema, abarcando poblados y localidades cercanas, siendo la que registra una mayor densidad de población el Municipio de Cortázar.

A pesar de ello, la operación del “Gasoducto de Cortázar”, se llevará a cabo con la aplicación de las medidas y procedimientos de seguridad descritos en el punto 1.5 del presente estudio. Siendo que los sistemas de protección catódica, recubrimientos anticorrosivos, inspección de la tubería y sus accesorios, así como la señalización adecuada del gasoducto, deberán procurarse en mayor medida con el objetivo de minimizar los riesgos inherentes a este tipo de proyectos.

En consideración de lo antes descrito, se establece que la operación del “Gasoducto de Cortázar” es viable para INICIAR sus labores bajo las actuales condiciones, considerando la serie de requerimientos técnicos en la selección de sistemas e instalaciones de seguridad para la prevención y control de accidentes relacionados con el Gas Natural.

Con objeto de satisfacer lo anterior, es absolutamente necesario que se lleven a cabo todo el conjunto de recomendaciones técnicas y se mantengan los documentos de confiabilidad descritos en incisos preliminares, a manera de permitir una reducción substancial en la probabilidad de ocurrencia de eventos no deseados en la operación gasoducto y, a su vez, la magnitud de éstos.

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

El proyecto de “Gasoducto de Cortázar”, de la compañía Gasoducto de Cortázar, S. de R.L. de C.V., se ocupará de suministrar el combustible a la Central de Ciclo Combinado “CC Energía de Celaya”, ubicada en el estado de Guanajuato,.

El Gasoducto de Cortázar se compone de una tubería principal de 609.6 mm (24 pulgadas) de diámetro y 11 kilómetros de longitud aproximadamente contenido en los **municipios de Santa Cruz de Juventino Rosas, Villagrán y Cortázar, Estado de Guanajuato**, y una capacidad máxima de transporte de **7.08 millones de metros cúbicos por día (250 millones de pies cúbicos de gas natural por día)** en los sucesivo el “Gasoducto”.

El **Gasoducto** tendrá las siguientes interconexiones: **(1)** con el Ramal a Salamanca de 24” de diámetro que deriva del gasoducto de 36” de diámetro propiedad de Transcanada ruta “Tula - Villa de Reyes”, en la coordenada UTM 298510.00 m E, 2277392.00 m N, **(2)** otra con tres alternativas de interconexión con la Estación de Regulación y Control “Energía de Celaya” que estará ubicada en la futura central de generación nombrada “Energía de Celaya” **(3)** y otra con el ramal de 24” que deriva del gasoducto de 36” de diámetro propiedad de CENAGAS y operado por SISTRANGAS en la coordenada UTM 298828.55 m E, 2267524.58 m N (20°29'44.57"N, 100°55'44.34"O)

El ducto tendrá una **presión de diseño de 9,928.451 kPa (1,440 psig o 101.242 Kg/cm<sup>2</sup>)**, una presión de recibo en la interconexión Juventino con el Ramal a Salamanca de 4,481.592 kPa (650 psig o 45.699 Kg/cm<sup>2</sup>), una presión de recibo en la interconexión Cortázar del gasoducto de CENAGAS de 5,860.543 kPa (850 psig o 59.760 Kg/cm<sup>2</sup>) y una presión aguas abajo de 3,723.168 kPa (540 psig o 37.965 Kg/cm<sup>2</sup>). La velocidad del gas dentro de la tubería se mantendrá por debajo de 20 metros cada segundo y la temperatura entre 10 y 50 grados centígrados. La presión de corte

del sistema es **8,459.866 kPa (1,227 psig o 86.26 kg/cm<sup>2</sup>)** “Máxima Presión de Operación Permisible”.

El Sistema se compone de una tubería de 24 pulgadas de diámetro nominal que recibe gas en una estación de medición, regulación y control (“EMRyC” Juventino) unidireccional, pasa por el punto de medición de la “EMRyC” Energía de Celaya, dentro de la central de generación “Energía de Celaya” y termina en el ducto de propiedad de CENAGAS. La tubería tiene aproximadamente 11 kilómetros y es seccionada por dos válvulas de bola de paso completo.

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

ninguna circunstancia de manera conjunta.

El Gasoducto de Cortázar se compone de una tubería principal de 609.6 mm (24 pulgadas) de diámetro y 11 kilómetros de longitud aproximadamente contenido en los **municipios de Santa Cruz de Juventino Rosas, Villagrán y Cortázar, Estado de Guanajuato**, y una capacidad máxima de transporte de **7.08 millones de metros cúbicos por día (250 millones de pies cúbicos de gas natural por día)** en los sucesivos el “Gasoducto”.

Tomando en cuenta las especificaciones, de construcción operación del sistema, se utilizaron las metodologías Análisis de Modelo de Efecto de Falla (AMEF) y Hazop para identificar situaciones riesgosas que o acciones que conducen a un accidente.

Considerando los criterios encontrados en el análisis HAZOP y AMEF, los riesgos identificados para el gasoducto, son de manera principal, el daño por actividades de excavación, o fallas en el sistema de protección catódica que produzcan daños en la tubería por corrosión.

Los cuatro eventos simulados con el Simulador de Contaminación y Riesgos en Industrias (SCRI) v. 2.1, arrojaron valores de radios e afectación, mismo que se dibujaron en los diagramas de pétalos correspondientes.

En evaluación y análisis a los resultados de los eventos simulados se observa que se puede llegar a tener afectaciones en las zonas urbanas cercanas al trayecto del gasoducto. Siendo que en el evento de mayor magnitud, pero menor probabilidad (RSG-004 evento simulado de acuerdo a los requerimientos establecidos en la guía para presentación del estudio de riesgo modalidad ductos terrestres).

Sin embargo, durante la construcción y operación del gasoducto se llevarán a cabo diversas pruebas de verificación través de personal debidamente certificado, que permitirán asegurar el correcto funcionamiento del gasoducto, como lo son:

- Calificación operacional
- Calificación de desempeño
- Pruebas de integridad mecánica
- Pruebas radiográficas en la totalidad del ducto y juntas con soldadura.
- Prueba hidrostática
- Limpieza e inspección externa

A la terminación de la construcción del gasoducto, todos los componentes del sistema serán sometidos a las pruebas finales, en preparación para su puesta en operación. Estas pruebas incluyen:

- Pruebas de resistencia de toda tubería presurizada;
- Prueba del sistema de protección catódica;
- Verificación de la operatividad de los sistemas eléctricos;
- Verificación de la operatividad de los sistemas de medición, de control, de protección y las alarmas; y
- Verificación de la operatividad del sistema.

Aunado a ello, el sistema de gasoductos contara con recubrimiento especificación TGF-3 de Asociación Nacional de Aplicadores de recubrimientos de tubería (*National Associated of Pipe Coating Applicators*) y la NFR-026-PEMEX-2001, así como el recubrimiento de polietileno extruido tricapa.

Como parte de las medidas de seguridad que se establecerán, se incluye:

- Manuales de operación y mantenimiento
- Pruebas no destructivas para el mantenimiento predictivo, preventivo y reactivo para las instalaciones de los equipos, mecánicos y eléctricos.
- Patrullaje del gasoducto
- Control de la vegetación
- Control de la erosión
- Mantenimiento de los cruces
- Ubicación y demarcación de gasoductos
- Programa de concientización publica
- Mantenimiento de válvulas

### **IV.3. PRESENTAR EL INFORME TÉCNICO DEBIDAMENTE LLENADO**

El Informe Técnico se presenta dentro del **ANEXO V**.

## **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**

Los planos de localización se encuentran en el **Anexo I** del presente estudio

#### **V.1.2. Fotografías**

Ver **Anexo MIA**.

#### **V.1.3. Videos**

No se incluyen videos.

### **V.2 OTROS ANEXOS**

Para el desarrollo del presente proyecto se contemplaron los siguientes anexos:

<b>ANEXO I</b>	Planos de ubicación del proyecto
<b>ANEXO II</b>	Diagramas de Tubería e instrumentación (DTI's)
<b>ANEXO III</b>	Hojas de Datos de Seguridad (HDS)
<b>ANEXO IV</b>	Resultados de la simulación y memorias descriptivas
<b>ANEXO V</b>	Informe técnico
<b>ANEXO VI</b>	Diagramas de pétalos de los eventos simulados.