



# ESTUDIO DE RIESGO “GASODUCTO HOWARD-CMG”

PROPIEDAD DE  
COMPAÑÍA MEXICANA DE GAS S.A.P.I. DE C.V.

UBICADA EN:  
MUNICIPIO CIÉNEGA DE FLORES,

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





## ÍNDICE

GENERALIDADES.....	1
I. ESCENARIOS Y MEDIDAS PREVENTIVAS RESULTANTES DEL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS AMBIENTALES RELACIONADOS CON EL PROYECTO .....	2
I.1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO .....	2
I.1.1. Infraestructura .....	3
I.1.2. Ubicación geográfica del proyecto.....	4
I.1.2.1. Coordenadas geográficas del Proyecto Gasoducto Howard – CMG .....	1
I.1.2.2. Mapa de localización del proyecto.....	2
I.1.2.3. Colindancias del proyecto.....	3
I.1.2.4. Vías de acceso .....	4
I.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO .....	5
I.2.1 Bases de diseño .....	6
I.2.2 Cruzamiento Subterráneo bajo el DDV de la Autopista de Peaje 85D Monterrey –Nuevo Laredo a la altura de su Km.32+686.00 .....	17
I.2.2.1. Procedimiento de Construcción .....	19
I.2.2.2. Programa de obra.....	20
I.2.3 Instalación Marginal en el margen izquierdo dentro del DDV de la Autopista de Peaje 85D Monterrey –Nuevo Laredo desde su Km.30+976.00 al Km.32+696.00.....	21
I.2.3.1. Procedimiento de Construcción .....	22
I.2.3.2. Recomendaciones .....	24
I.2.4 Perforación e hinca de tubería por golpeo o apisonamiento (pipe ramming) .....	24
I.2.4.1. Sustancias manejadas en el proceso.....	27
I.3. DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO.....	29
1.3.1 Clima.....	30
1.3.2 Temperatura .....	32
1.3.3 Precipitaciones.....	32
1.3.4 Viento .....	33
1.3.5 Humedad .....	35
1.3.6 Geología.....	36
1.3.7 Edafología .....	38
1.3.8 Uso de suelo y Vegetación.....	40
1.3.9 Hidrografía .....	41
1.3.10 Flora y fauna .....	42
I.4. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS .....	43
I.4.1. Histórico de accidentes e incidentes en instalaciones similares.....	43
I.4.2. Identificación de peligros y de escenarios de riesgo .....	52
1.4.2.1. Justificación técnica de la metodología de riesgos empleada .....	52
1.4.2.2. Selección de técnica de identificación de riesgos .....	53



1.4.2.2.1. Metodología ¿Qué pasa sí? .....	54
1.4.2.2.2. Desarrollo y resultados de la o las metodologías de riesgos .....	55
1.4.3. Evaluación y jerarquización de escenarios de riesgo .....	58
1.4.3.1 Matriz de jerarquización de riesgos.....	58
1.4.4. Identificación de escenarios más probables y peor caso .....	66
1.4.4.1 Potenciales escenarios de riesgos identificados.....	70
II. DESCRIPCIÓN DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN ENTORNO A LAS INSTALACIONES .....	73
II.1. POTENCIALES ESCENARIOS DE RIESGOS IDENTIFICADOS Y SUS EFECTOS.....	74
II.1.1. Radiación térmica.....	74
II.1.1.1. Flash fire (Flamazo) .....	74
II.1.1.2. Jet fire (Incendio de antorcha o chorro de fuego) .....	74
II.1.1.3. Fireball (Bola de Fuego) .....	74
II.1.2. Sobrepresión.....	75
II.1.2.1. Explosión de nube de gas no confinada (UVCE) y confinada (VCE). .....	76
II.2. ANÁLISIS DETALLADO DE CONSECUENCIAS .....	76
II.2.1. Criterios para determinar la duración de una fuga.....	77
II.2.1.1. Criterios de tiempos de duración de las fugas .....	77
II.2.1.2. Determinación de los orificios equivalentes de fuga .....	77
II.2.2. Condiciones atmosféricas .....	78
II.2.3. Estabilidad Atmosférica .....	79
II.2.4. Zonas de afectación por los modelos a emplear.....	79
II.3. RESULTADOS DE LA MODELACIÓN DE EVENTOS .....	80
II.4. INTERACCIONES DE RIESGOS AL INTERIOR Y AL EXTERIOR DE LA INSTALACIÓN .....	84
II.5. SITIOS DE INTERÉS CERCANOS AL PROYECTO .....	84
II.6. EFECTOS SOBRE EL SISTEMA AMBIENTAL.....	85
III. SISTEMAS DE SEGURIDAD Y MEDIDAS PARA ADMINISTRAR LOS ESCENARIOS DE RIESGO.....	85
III.1. RECOMENDACIONES TÉCNICO-OPERATIVAS .....	85
III.2. SISTEMAS DE SEGURIDAD .....	87
III.3. MEDIDAS PREVENTIVAS.....	88
IV. CONCLUSIONES .....	89
V. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	91

Anexo I.1 Autorización DGIRA

Anexo I.2 Planos y Memorias del Proyecto

Anexo I.3 Hoja de seguridad de Gas Natural

Anexo I.4 Hojas de trabajo ¿Qué pasa sí...?, Minutas y listas de asistencia

Anexo II.1 Simulación de consecuencias

Anexo II.2 Diagramas de Pétalos



## ÍNDICE TABLAS

Tabla I-1. Coordenadas Geográficas del Proyecto Gasoducto Howard – CMG.....	1
Tabla I-2. Identidad Química del Gas Natural.....	27
Tabla I-3. Identificación de Peligros .....	27
Tabla I-4. Clasificación de riesgo de la NFPA Gas natural.....	28
Tabla I-5. Propiedades del Gas Natural .....	28
Tabla I-6. Clasificación del etil-mercaptano de acuerdo con el sistema globalmente armonizado de clasificación y etiquetado de químicos.....	29
Tabla I-7. Clasificación de riesgo del Etil-mercaptano según la NFPA.....	29
Tabla I-8. Accidentes ocurridos en ductos terrestres de Gas Natural .....	43
Tabla I-9. Riesgos asociados al proceso de perforación e hincado de tuberías.....	50
Tabla I-10. Identificación de riesgos asociados a sustancias y materiales peligrosos .....	52
Tabla I-11. Identificación de riesgos por manejo de sustancias peligrosas.....	53
Tabla I-12. Típico de las metodologías de acuerdo a la etapa del Proyecto .....	53
Tabla I-13. Información utilizada para la identificación de riesgos del Proyecto Gasoducto Howard – CMG.....	56
Tabla I-14. Nodo 1 (único) para el ¿Qué pasas sí? del Proyecto Gasoducto Howard – CMG .....	57
Tabla I-15. Categorías de frecuencia para aplicación en PEMEX.....	59
Tabla I-16. Categorías de consecuencia para aplicación en PEMEX.....	59
Tabla I-17. Resumen de jerarquización de escenarios de riesgo para el Proyecto Gasoducto Howard – CMG. ..	62
Tabla I-18. Distribución de Escenarios de Riesgo para el Proyecto Gasoducto Howard – CMG.....	67
Tabla I-19. Escenarios de riesgo considerados para simulación de consecuencias para el Proyecto Gasoducto Howard – CMG .....	71
Tabla II-1. Efectos de la Radiación Térmica de acuerdo a la intensidad de energía .....	75
Tabla II-2. Vulnerabilidad de Materiales .....	75
Tabla II-3. Efectos derivados de la sobrepresión.....	76
Tabla II-4. Criterios para Asignar Tiempos de Duración de las Fugas.....	77
Tabla II-5. Criterios para utilizar el diámetro equivalente de fuga.....	78
Tabla II-6. Estabilidad atmosférica .....	79
Tabla II-7 Radios de afectación de escenarios simulados para el Proyecto Gasoducto Howard – CMG .....	81
Tabla II-7 Radios de afectación de escenarios simulados para la Modificación al Proyecto Autorizado.....	82
Tabla II-7 Radios de afectación de escenarios simulados para la Modificación al Proyecto Autorizado.....	83
Tabla III-1. Recomendaciones de la identificación de peligros y evaluación de riesgos del Proyecto Gasoducto Howard – CMG .....	85



## ÍNDICE FIGURAS

Figura I-1. Proyecto Gasoducto Howard – CMG.....	3
Figura I-2. Ubicación de Proyecto Gasoducto Howard – CMG.....	5
Figura I-3. Mapa de Localización de la modificación del Proyecto Autorizado.....	2
Figura I-4. Radio 800 m entorno a la interconexión del Ducto de 12” Ø API 5L X42 CED .375” de 716 m con City Gate ER-6000.....	3
Figura I-5. Radio 800 m entorno a la interconexión del Ducto de 8” Ø API 5L X42 CED .406” de 1714 m con Red de distribución Existente propiedad de Compañía Mexicana de Gas.....	4
Figura I-6. Localización del cruce de gasoducto de 12” Ø.....	18
Figura I-7. Localización de la Instalación marginal.....	21
Figura I-8. Esquema general de la instalación de la colocación del pozo de la maquinaria del martillo.....	24
Figura I-9. Proceso de instalación de tubería: perforación e hincado de tubería por golpeo o apisonamiento (pipe ramming).....	26
Figura I-10. Pictogramas de identificación de peligros.....	27
Figura I-11. Mapa de Clima del Municipio Ciénega de Flores. (Prontuario de información geográfica municipal de los Estados Unidos Mexicanos, Ciénega de Flores, Nuevo León).....	30
Figura I-12. Resumen del clima del Municipio Ciénega de Flores, Estado de Nuevo León.....	31
Figura I-13. Mapa del tipo de clima del Proyecto Gasoducto Howard – CMG.....	31
Figura I-14. Temperatura máxima y mínima promedio del Municipio de Ciénega de Flores.....	32
Figura I-15. El porcentaje de días en los que se observan diferentes tipos de precipitación, excluidas las cantidades ínfimas: solo lluvia, solo nieve, mezcla (llovió y nevó el mismo día).....	33
Figura I-16. Análisis de la rosa de vientos durante el monitoreo ambiental en el municipio de Ciénega de Flores, NL.....	34
Figura I-17. Gráfica de velocidad promedio del viento en el municipio de Ciénega de Flores, NL.....	34
Figura I-18. Gráfica de dirección del viento en el municipio de Ciénega de Flores, NL.....	35
Figura I-19. Niveles de comodidad de la humedad de Ciénega de Flores.....	36
Figura I-20. Mapa Geológico del Municipio Ciénega de Flores. (Prontuario de información geográfica municipal de los Estados Unidos Mexicanos, Ciénega de Flores, Nuevo León).....	37
Figura I-21. Mapa Geológico del Proyecto Gasoducto Howard – CMG.....	38
Figura I-22. Mapas de Suelos dominantes en el Municipio de Ciénega de Flores. (Prontuario de información geográfica municipal de los Estados Unidos Mexicanos, Ciénega de Flores, Nuevo León).....	39
Figura I-23. Edafología del Proyecto Gasoducto Howard – CMG.....	40
Figura I-24. Uso de suelo y Vegetación del Proyecto Gasoducto Howard – CMG.....	41
Figura I-25. Hidrología del Proyecto Gasoducto Howard – CMG. (SIGIEA).....	42
Figura I-26. Diagrama de flujo para aplicación de Metodología ¿Qué pasa sí?.....	55
Figura I-27. Gráficos resultantes de la jerarquización de riesgos para el Proyecto Gasoducto Howard – CMG.....	63

## GENERALIDADES

Actualmente la empresa **COMPAÑÍA MEXICANA DE GAS S.A.P.I. DE C.V.**, abastece de este energético a la zona norte del Área Metropolitana de Monterrey para los usos y aplicaciones que convienen en su consumo de cada una de las empresas y compañías que se encuentran en el área, y por el incremento exponencial del consumo requiere aumentar y asegurar las presiones actuales en proceso de crecimiento de la Red de Distribución de Gas Natural para la Zona Geográfica de Monterrey, por lo que se encuentra elaborando el **Proyecto Gasoducto Howard - CMG**, ubicado en el Municipio de Ciénega de Flores, Nuevo León, México, ya que se considera necesaria la ampliación de la “Red de distribución de Gas Natural en la zona geográfica de Monterrey”, proyecto autorizado en materia de Impacto Ambiental por mediante el oficio resolutivo No. SGPA/DGIRA/DG/02784 de fecha 25 de marzo del 2014 y notificado en fecha 27 del mismo mes y año, emitido por la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental adscrita a la Subsecretaría de Gestión para la Protección Ambiental de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT).

El Estudio de Riesgo para el **Proyecto Gasoducto Howard - CMG**, consiste en:

*La construcción e instalación de una Estación de Regulación (ER-6000), una tubería de gas de proyecto de 12”Ø de acero que avanzaría por terracería hacia el poniente en 650 metros en donde sería necesario realizar un Cruzamiento Subterráneo por Hincado de Tubería bajo el DDV de la Autopista de Peaje 85D Monterrey – Nuevo Laredo a la altura de su Km 32+686.00 a cargo de Operadora de Autopistas del Noreste S.A. de C.V. el gasoducto de 12”Ø cruzaría dentro de una camisa de protección de 18”Ø para después del cruce y llegar al punto de entrega junto al*

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

*Mexicana de Gas, S.A.P.I. de C.V. donde se requiere reforzar y aumentar las presiones del suministro de gas y final del proyecto.*

En la siguiente figura se muestra el **Proyecto Gasoducto Howard – CMG**.



Figura 1. Proyecto Gasoducto Howard – CMG



La Ley General del Equilibrio Ecológico señala que se considera una actividad altamente riesgosa cuando maneja cantidades iguales o superiores de una o más sustancias señaladas en el Primer y/o Segundo Listados de Actividades Altamente Riesgosas, publicados en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 28 de marzo de 1990 y 4 de mayo de 1992 respectivamente. En el caso de que la misma sustancia se encuentre indicada en ambos Listados, se considerará la cantidad menor.

En el **Proyecto Gasoducto Howard – CMG** la sustancia a manejar es: Gas Natural. El manejo y distribución de gas natural se considera una actividad de alto riesgo, de acuerdo con lo señalado en el Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas (Diario Oficial de la Federación del 4 de mayo de 1992), cuya cantidad de reporte es de 500 kilogramos.

Por lo anteriormente expuesto y con fundamento en el **Artículo 18. del Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental**, se presentan el presente Estudio de Riesgo incluyendo:

- I. Escenarios y medidas preventivas resultantes del análisis de los riesgos ambientales relacionados con el proyecto;
- II. Descripción de las zonas de protección en torno a las instalaciones, en su caso, y
- III. Señalamiento de las medidas de seguridad en materia ambiental.

*Asimismo, se toma en consideración y de manera orientativa la actualización de la Guía para la Elaboración del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos publicada en la página de la Agencia Nacional de Seguridad Energética y Ambiente (ASEA) el 13 de agosto de 2020.*

## I. ESCENARIOS Y MEDIDAS PREVENTIVAS RESULTANTES DEL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS AMBIENTALES RELACIONADOS CON EL PROYECTO

Compañía Mexicana de Gas, S.A.P.I. de C.V., es distribuidor de gas natural en la zona geográfica del Estado de Nuevo León, en el Municipio de Ciénega de Flores; esto implica la operación, la expansión y el mantenimiento de la red de distribución.

Compañía Mexicana de Gas, S.A.P.I. de C.V., abastece de este energético a la zona norte del Área Metropolitana de Monterrey para los usos y aplicaciones que convienen en su consumo de cada una de las empresas y compañías que se encuentran en el área, y por el incremento exponencial del consumo requiere aumentar y asegurar las presiones actuales en proceso de crecimiento por lo que es necesaria la construcción e instalación de una Estación de Regulación (ER-6000), una tubería de Acero de 12"Ø de acero con cruce bajo DDV de la Autopista 85D y la Instalación Marginal de tubería de 8"Ø de acero en el [REDACTED]

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

### I.1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El **Proyecto Gasoducto Howard – CMG**, consiste en la construcción de la tubería de 8" Ø API 5L X42 CED .406" (1714 m) y 12" Ø API 5L X42 CED .375" (716 m) abastecerá al sistema de distribución de Compañía Mexicana de Gas S.A.P.I. de C.V. que actualmente se alimenta de un city gate conectado al CENAGAS en Apocada, este nuevo ducto nace en un predio de Midstream de México donde se instalará un nuevo city gate (ER-6000), dicha interconexión se realizará en la coordenada [REDACTED] discurrirá en una vialidad del parque industrial de CLISA a lo largo del camellón central por 760 m en 12" Ø y cruzara la autopista Monterrey- Nuevo Laredo 85D en el [REDACTED]

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

[REDACTED] (ver Figura I.1)



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

**Figura I-1. Proyecto Gasoducto Howard – CMG.**

El objetivo de la instalación, es el de abastecer de gas natural a 22,093 Usuarios actuales (22,000 residenciales, 93 comerciales e industriales), ubicados en los municipios de Escobedo, Apodaca, Zuazua, Gral. Zuazua y con potencial ampliación a El Carmen, Abasolo y tener mayor cobertura de zonas industriales.

#### **I.1.1. Infraestructura**

El **Proyecto Gasoducto Howard – CMG** inicia con la construcción e instalación de la **ER-6000** interconectándose en el km 0+000 con una tubería de gas de proyecto de 12"Ø de acero que avanzaría por terracería hacía en poniente en 650 metros en donde sería necesario realizar un Cruzamiento Subterráneo por Hincado de Tubería bajo el DDV de la Autopista de Peaje 85D Monterrey – Nuevo Laredo a l



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



onde se



interconectaría al tubo de gas existente de 8"Ø de Compañía Mexicana de Gas, S.A.P.I. de C.V. donde se requiere reforzar y aumentar las presiones del suministro de gas y final del proyecto.

De acuerdo con lo anterior, la infraestructura a construir e instalar en el **Proyecto Gasoducto Howard – CMG**, será la siguiente:

- ER-6000
- Interconexión de 12" API 5L CED 0.406" [REDACTED]
- Ducto de 12" Ø API 5L X42 CED .375" de 716 m, que cruzará la autopista Monterrey- Nuevo Laredo 85D en el cadenamiento km 32+606 mediante el método de hincado con encamisado de 18" de 80 ml y un registro de válvula.
- Ducto de 8" Ø API 5L X42 CED .406" de 1714 m, con interconexión a ducto existente en coordenada: [REDACTED] y dos registros de válvulas de un área de 5 m<sup>2</sup> cada uno.
- Válvulas de seccionamiento 1 de 8" y 3 de 12".


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

#### I.1.2. Ubicación geográfica del proyecto

El proyecto se ubica en el municipio de Ciénega de Flores, el cual limita con los siguientes municipios: al norte con Salinas Victoria, al este con Higuera y al sur con General Zuazua, en el estado de Nuevo León. En la **Figura I-2** se muestra la ubicación del **Proyecto Gasoducto Howard – CMG**.



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


 Red de distribución CMG  
(Proyecto Autorizado)



ER-6000



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

 Ducto de transporte  
Nueva Era administrado  
por Howard - Mid  
Stream de México  
(Howard)

**I.1.2.1. Coordenadas geográficas del Proyecto Gasoducto Howard – CMG**

En la Tabla I-1 se muestran las coordenadas del **Proyecto Gasoducto Howard – CMG**.

**Tabla I-1. Coordenadas Geográficas del Proyecto Gasoducto Howard – CMG.**

km	Referencia	Latitud Norte	Longitud Oeste
<b>Ducto de 12" Ø API 5L X42 CED .375" de 716 m</b>			
0+00	Inicio Ducto de 12" Ø API 5L X42 CED .375" de 716 m / interconexión a City Gate ER-6000		
0+130	CRUCE DDV MDM 40MTS @ 4M PROF.		
0+670	Cruce bajo el DDV de la Autopista de Peaje 85D Monterrey – Nuevo Laredo (Hincado 18")		
0+716	Fin Ducto de 12" Ø API 5L X42 CED .375" de 716 m /Ubicación de registro de válvulas		
<b>Ducto de 8" Ø API 5L X42 CED .406"</b>			
0+716	Inicio Ducto de 8" Ø API 5L X42 CED .406" de 1714 m		
1+710	Registro de válvulas		
1+810	Hincado de 12" de 130 ml		
1+860	Hincado de 12" de 130 ml		
2+468	Fin Ducto de 8" Ø API 5L X42 CED .406" de 1714 m / Registro de válvulas		
<b>City Gate ER-6000</b>			
---	Vértice 1		
---	Vértice 2		
---	Vértice 3		
---	Vértice 4		

Fuente: Archivo kml y Google Earth.

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

### I.1.2.2. Mapa de localización del proyecto

En la Figura I-3, se muestra la ubicación general del **Proyecto Gasoducto Howard – CMG**, incluyendo el límite municipal y la macrolocalización regional.

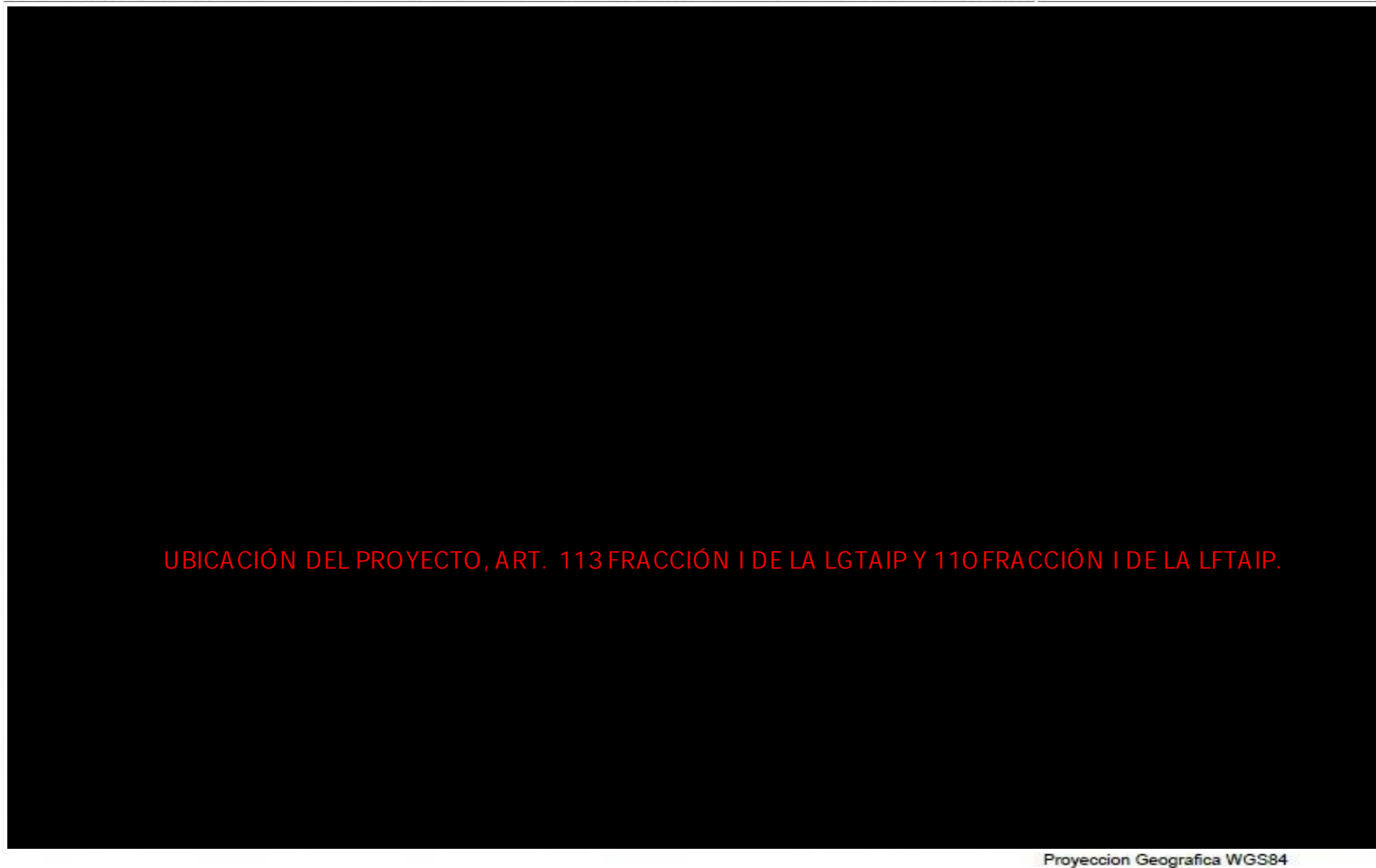


Figura I-3. Mapa de Localización de la modificación del Proyecto Autorizado.

### I.1.2.3. Colindancias del proyecto

El **Proyecto Gasoducto Howard – CMG**, se ubica en el municipio de Ciénega de Flores, el cual limita con los siguientes municipios: al norte con Salinas Victoria, al este con Higueras y al sur con General Zuazua, en el estado de Nuevo León.

Para los ductos a construir e instalar, se tienen las siguientes colindancias:

- **Ducto de 12" Ø API 5L X42 CED .375" de 716 m**
  - Al Norte: Parque Industrial Grupo Clisa
  - Al Sur: Terreno Baldío
  - Al Este: Terreno Baldío
  - Al Oeste: City Gate ER-6000 y Gasoducto propiedad de Howard - Midstream
  
- **Ducto de 8" Ø API 5L X42 CED .406" de 1714 m**
  - Al Norte: Terreno Baldío
  - Al Sur: Parque Industrial Las Américas
  - Al Este: Parque Industrial Las Américas
  - Al Oeste: Benos Ranch, Gasoducto propiedad de Howard - Midstream

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



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

con Red de distribución Existente propiedad de Compañía Mexicana de Gas

En el Anexo I-2 se encuentra el Plano de Localización del **Proyecto Gasoducto Howard – CMG** indicando los puntos de interés en un radio de 800 m para los ductos a instalar para el **Proyecto Gasoducto Howard – CMG**.

#### I.1.2.4. Vías de acceso

La vialidad para acceder al **Proyecto Gasoducto Howard – CMG** es la Autopista de Peaje 85D Monterrey –Nuevo Laredo.

## I.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

En el **Proyecto Gasoducto Howard – CMG** se realizará la construcción de 2468 mts en tubería de 8” de  $\varnothing$  API 5L X42 Ced .406 con 1 válvula de 8” Tipo Esfera Trunnion paso completo ANSI 300 alojada dentro de un registro subterráneo a las afueras del parque Nexus ADN2 y 3 válvulas de seccionamiento de 12” Tipo Esfera Trunnion paso completo ANSI 300 que seccionan flujo entre el cruzamiento de la autopista y la estación City Gate ER-6000 alojada en predios de Midstream.

Saliendo de la estación de regulación se obtendrá un flujo nominal de 18,700 m<sup>3</sup>/h a una presión de 17 kg/cm<sup>2</sup> (241 psi) bajo condiciones actuales máximas y con planeación de crecimiento de 50,000 m<sup>3</sup>/h y una presión máxima de 21 kg/cm<sup>2</sup>.

El ducto de 12” se interconecta a la brida de salida de la ER en 12”, colocando una junta aislante del tipo pikotek ANSI 300, el ducto se profundiza 2 m al lomo del ducto y cruza perpendicularmente 25m la vialidad del parque manteniéndose al centro del camello central para avanzar 75 m a 2m de profundidad a lomo de ducto donde se cruzara el DDV de MDM que aloja un ducto de 30” y 1,000 psi de presión donde se cruzara por debajo manteniendo una separación de 1 m y con una profundidad aproximada de 4m por un largo de 40 m, donde vuelve a colocarse a 2 m de profundidad en el centro del camellón y avanza 540 m, llegando al límite de propiedad del parque industrial y se adentra el ducto al DDV de la autopista 85D Monterrey – Nuevo Laredo en el cadenamiento Km 32+606; en esta zona se planea cruzar mediante el método de Hincado a una profundidad de 3.5 m por 80 m lineales de ancho del DDV, se colocara un encamisado de 18” con ventilas convencionales y al final del encamisado se instalara un registro para alojar una válvula de 12” para después de la válvula colocar una reducción concéntrica de 12” a 8” SCH40, a partir de este punto el ducto se mantendrá a una profundidad de 2 m y por 1714 m de longitud dentro de una franja del DDV de la SCT como ocupación marginal hasta llegar al ducto de 8” donde se construirá un registro que alojara la válvula de 8” de interconexión.

El plazo de ejecución de la obra iniciará posterior a la liberación de los permisos de construcción por parte de la SCT y ASEA, la ejecución Máxima no será mayor a:

- 180 días naturales para la fabricación, instalación y obra civil incluyendo, transporte, pruebas funcionales e hidrostáticas y dictamen de la ERM.
- 180 días naturales para la construcción total considerando obras especiales en todo el trayecto

### I.2.1 Bases de diseño

Como las instalaciones de transporte de gas natural están regidas por normas, códigos y estándares, la fase de diseño de las instalaciones contempla aspectos para dar seguridad física a los gasoductos y sus instalaciones de operación y control.

La Norma Oficial Mexicana NOM-003-SECRE-2011 “Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos” es la principal regulación aplicada en el desarrollo de la red de distribución. Anualmente, la empresa es auditada por una Unidad de Verificación quien evalúa la conformidad y la Comisión Reguladora de Energía (CRE) vigila su cumplimiento.

### ESPECIFICACIONES DEL DISEÑO

Los 7300 metros de tubería entre el punto de interconexión y la ERM son de tubería de 10” de Ø API 5L X 42 Ced 40 y servirá para suministrar gas natural bajo las siguientes características:

Fluido	Gas Natural	
Presión de Diseño	298 PSI o 21 kg/cm <sup>2</sup>	
Flujos iniciales	Min 2,000 m <sup>3</sup> /hora	Max 18,700 m <sup>3</sup> /hora
Flujos a plena carga	Min 18,700 m <sup>3</sup> /hora	Max 50,711 m <sup>3</sup> /hora
Temperatura del Gas	>15°C	
Presión de la operación	Min 15 kg/cm <sup>2</sup>	Max 21 Kg/cm <sup>2</sup>

### CALCULO DEL DIÁMETRO Y ESPESOR DE TUBERÍA DE 12” API 5L X42 .406”

Se utiliza la Ecuación de Barlow para calcular el (t) Espesor según la NOM-003-ASEA-2016 con localización 4 previsible a futuro.

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

Se consideran:

P= 298 PSI ó 2078.29 kPa (Presión de Operación)

D=12.75 in ó 323.85 mm (Derivado de la caída de presión en ducto simulada en Synergi)

S= 42,000 PSI o 289,579.81 kPa

PROYECTO DE GASODUCTO HOWARD-CMG EN EL MUNICIPIO DE CIENEGA DE FLORES NL.

SPECIFICATION FOR LINE PIPE

Table 3A—Tensile Requirements for PSL 1

(1) Grade	(2) Yield Strength, Minimum		(3) Ultimate Tensile Strength, Minimum		(4) Elongation in 2 in. (50.8 mm), Minimum, Percent
	psi	MPa	psi	MPa	
	A25	25,000	(172)	45,000	
A	30,000	(207)	48,000	(331)	a
B	35,000	(241)	60,000	(414)	a
X42	42,000	(290)	60,000	(414)	a
X46	46,000	(317)	63,000	(434)	a
X52	52,000	(359)	66,000	(455)	a
X56	56,000	(386)	71,000	(490)	a
X60	60,000	(414)	75,000	(517)	a
X65	65,000	(448)	77,000	(531)	a
X70	70,000	(483)	82,000	(565)	a

F=.4 para localizaciones tipo 4 (Área Unitaria donde predominan construcciones de 4 o más niveles, donde el tráfico vehicular es intenso o pesado o donde hay numerosas instalaciones subterráneas)

DIARIO OFICIAL

Lun

CUADRO 2

Factor de diseño por densidad de población (F)

Clase de localización	F
1	0,72
2	0,60
3	0,50
4	0,40

E= 1 (Factor de junta longitudinal costura HFW/ERM)

Factor de eficiencia de la junta longitudinal soldada (E)

Especificación	Clase de tubo	Factor de junta longitudinal (E)
ASTM A53	Sin costura	1.00
	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
	Soldado a tope en homo. Soldadura continua	0.60
ASTM A106	Sin costura	1.00
ASTM A135	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
ASTM A139	Soldado por fusión eléctrica	0.80
ASTM A211	Soldadura helicoidal	0.80
ASTM A333	Sin costura	1.00
	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
ASTM A381	Soldado con doble arco sumergido	1.00
ASTM A671	Soldadura por fusión eléctrica	
	Clases 13, 23, 33, 43 y 53	0.80
	Clases 12, 22, 32, 42 y 52	1.00
ASTM A672	Soldadura por fusión eléctrica	
	Clases 13, 23, 33, 43 y 53	0.80
	Clases 12, 22, 32, 42 y 52	1.00
API 5L	Sin costura	1.00
	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
	Soldado por destello eléctrico (EFW)	1.00
	Soldado con arco sumergido	1.00
	Soldado a tope en homo	0.60

T= 1 (Si la Temperatura del gas es menor a 393K o 119.85C)

El cálculo de la ecuación nos arroja 2.901 mm de espesor.

Se valida a continuación el espesor comercial necesario:

TUBOS	
Material	Acero al carbono
Grado	X42 PSL1
Diámetro exterior	12.750 in
Espesor	0.406 in
Tipo de soldadura	HFW
Bisel	30 ° - 35 °
Longitud de tubo	35 ft a 45 ft
Prueba Hidrostática	Presión de prueba 2,280 psi mín. durante 5 s mín.
Pruebas de Inspección no destructivas Inspección Visual + UT en soldadura	Inspección al 100% de los tubos.
Prueba de Aplastamiento	No debe abrir la soldadura antes de que la distancia entre las placas sea inferior al 50 % del diámetro exterior original.
Composición Química, máx %	Carbono: 0.26, Manganeso: 1.30, Fósforo: 0.030, Azufre: 0.030, Cobre: 0.50, Cromo: 0.50, Níquel: 0.50, Molibdeno: 0.15, Boro: 0.001, Nb+V+Ti: 0.15
Prueba de Tensión	Última Tensión: 60,200 psi mín. Límite Elástico: 42,100 psi mín. Última Tensión en soldadura: 60,200 psi mín. % Elongación: 28 % mín.
Tolerancias en: Diámetro en extremos Diámetro en el cuerpo Ovalamiento en los extremos Ovalamiento en el cuerpo Soldadura Interior Soldadura Exterior Tope Escuadre Rectitud en el cuerpo Rectitud en los extremos (5 ft)	12.687 in mín., 12.813 in máx. 12.654 in mín., 12.846 in máx. 0.191 in máx. 0.255 in máx. 0.060 in máx. Al ras 0.032 in mín., 0.094 in máx. ≤ 0.063 in 0.2 % de longitud total ≤ 0.125 in
Tolerancias en espesor	0.365 in mín., 0.447 in máx.
Tolerancia del peso	51.70 lb/ft mín., 58.93 lb/ft máx.

Espesor calculado <Espesor Comercial / 2.901 mm < 10.3124 mm

Según la Norma Vigente de la ASEA se debe considerar un “Espesor mínimo por corrosión” que se resume en esta fórmula:

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

**Donde:**

C = Espesor adicional al considerar posible corrosión.

Como factor de corrosión se consideran 2 mm adicionales, llevando el espesor a 4.901 mm

Ahora el ducto podría como máximo contener 1061.73 psi según esta validación.

MAOP				
			$P = \frac{2St}{D} \times F \times E \times T$	
P=	7387.607843	KPA		
	74.64756097	KG/CM2	F=	0.4
	1061.734654	PSI		

CALCULO DEL DIÁMETRO Y ESPESOR DE TUBERÍA DE 8” API 5L X42 .375”

Se utiliza la Ecuación de Barlow para calcular el (t) Espesor según la NOM-003-ASEA-2016 con localización 4 previsible a futuro.

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

Se consideran:

P= 298 PSI ó 2078.29 kPa (Presión de Operación)

D=8.625 in ó 219.075 mm (Derivado de la caída de presión en ducto simulada en Synergi)

S= 42,000 PSI o 289,579.81 kPa

SPECIFICATION FOR LINE PIPE

---

Table 3A—Tensile Requirements for PSL 1

(1) Grade	(2) Yield Strength, Minimum		(3) Ultimate Tensile Strength, Minimum		(4) Elongation in 2 in. (50.8 mm). Minimum, Percent
	psi	MPa	psi	MPa	
A25	25,000	(172)	45,000	(310)	a
A	30,000	(207)	48,000	(331)	a
B	35,000	(241)	60,000	(414)	a
X42	42,000	(290)	60,000	(414)	a
X46	46,000	(317)	63,000	(434)	a
X52	52,000	(359)	66,000	(455)	a
X56	56,000	(386)	71,000	(490)	a
X60	60,000	(414)	75,000	(517)	a
X65	65,000	(448)	77,000	(531)	a
X70	70,000	(483)	82,000	(565)	a

F=.4 para localizaciones tipo 4 (Área Unitaria donde predominan construcciones de 4 o más niveles, donde el tráfico vehiculos es intenso o pesado o donde hay numerosas instalaciones subterráneas)

**CUADRO 2**

**Factor de diseño por densidad de población (F)**

Clase de localización	F
1	0,72
2	0,60
3	0,50
4	0,40

E= 1 (Factor de junta longitudinal costura HFW/ERM)

Factor de eficiencia de la junta longitudinal soldada (E)

Especificación	Clase de tubo	Factor de junta longitudinal (E)
ASTM A53	Sin costura	1.00
	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
	Soldado a tope en horno. Soldadura continua	0.60
ASTM A106	Sin costura	1.00
ASTM A135	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
ASTM A139	Soldado por fusión eléctrica	0.60
ASTM A211	Soldadura helicoidal	0.60
ASTM A333	Sin costura	1.00
	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
ASTM A381	Soldado con doble arco sumergido	1.00
ASTM A671	Soldadura por fusión eléctrica	1.00
	Clases 13, 23, 33, 43 y 53	0.80
	Clases 12, 22, 32, 42 y 52	1.00
ASTM A672	Soldadura por fusión eléctrica	1.00
	Clases 13, 23, 33, 43 y 53	0.80
	Clases 12, 22, 32, 42 y 52	1.00
API 5L	Sin costura	1.00
	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
	Soldado por destello eléctrico (EFW)	1.00
	Soldado con arco sumergido	1.00
	Soldado a tope en horno	0.60

T= 1 (Si la Temperatura del gas es menor a 393K o 119.85C)

El cálculo de la ecuación nos arroja 1.9625 mm de espesor.

Se valida a continuación el espesor comercial necesario:

5	5.563	141.3	0.219	5.56	--	--	12.51	18.617
			0.258	6.55	--	40	14.63	21.773
			0.281	7.14	--	--	15.87	23.611
			0.312	7.92	--	--	17.51	26.062
6	6.625	168.3	0.344	8.74	--	--	19.19	28.559
			0.188	4.78	--	--	12.94	19.251
			0.203	5.16	--	--	13.94	20.738
			0.219	5.50	--	--	15.00	22.317
			0.237	6.02	--	--	16.18	24.083
			0.250	6.35	--	--	17.04	25.353
8	8.625	219.1	0.280	7.11	STD	40	18.99	28.261
			0.312	7.92	--	--	21.05	31.332
			0.344	8.74	--	--	23.10	34.371
			0.188	4.78	--	--	16.96	25.232
			0.203	5.16	--	--	18.28	27.197
			0.219	5.56	--	--	19.68	29.285
			0.237	6.02	--	--	21.25	31.624
9	9.625	244.5	0.250	6.35	--	20	22.38	33.307
			0.277	7.04	--	30	24.72	36.785
			0.312	7.92	--	--	27.72	41.259
			0.322	8.18	STD	40	28.58	42.530
			0.344	8.74	--	--	30.45	45.315
			0.375	9.53	--	--	33.07	49.214
9	9.625	244.5	0.342	8.69	--	--	33.94	50.503

Espesor calculado <Espesor Comercial / 1.9625mm < 9.525mm

Según la Norma Vigente de la ASEA se debe considerar un “Espesor mínimo por corrosión” que se resume en esta fórmula:

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

**Donde:**

C = Espesor adicional al considerar posible corrosión.

Como factor de corrosión se consideran 2mm adicionales, llevando el espesor a 3.962mm

Ahora el ducto podría como máximo contener 1449 psi según esta validación.

MAOP				
			$P = \frac{2St}{D} \times F \times E \times T$	
P=	10086.95652	KPA		
	101.9229388	KG/CM2	F=	0.4
	1449.680535	PSI		

Y se selecciona el de .375" dado que estará unido a un ducto de 12" de .406" de espesor y para mantener el espesor de pared casi constante se hace esta consideración, de la misma manera se mantiene un grado y especificación del acero API5L X42.

### ESTACIÓN DE FILTRACIÓN, REGULACIÓN Y MEDICIÓN

La ER-6000 será diseñada en base a los flujos y presiones abajo mencionados, será en clase 600 para el 100% de elementos previos a la conexión al ducto y tendrá redundancia en todos sus elementos para mantenimientos futuros.

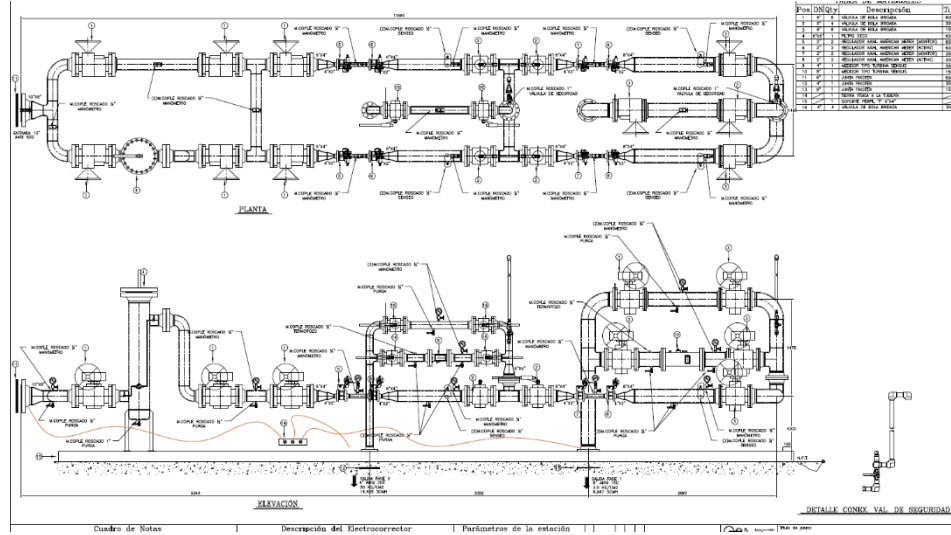
ENTRADA ER(KG/CM2)		
	OPERACIONALES	DISEÑO
Minima=	48.73	48.73
Maxima=	75.30	101.24
Promedio=	72.18	72.18

SALIDA DE ER (KG/CM2)		
	OPERACIONALES	DISEÑO
Minima=	15.0	15.0
Maxima=	21.0	21.0
Promedio=	17.0	17.0

FLUJO (M3/HRA)		
	Operativas	Diseño
MIN	2,000.00	2,000.00
PROM	11,000.00	25,000.00
MAX	18,700.00	50,000.00

TEMPREATURA (*C)		
	Operativas	Diseño
MIN	21.22	15.00
PROM	25.35	25.00
MAX	27.95	35.00

Configuración propuesta:



### PROTECCIÓN CATÓDICA

Protección catódica: La tubería de acero que se utilizará para la interconexión entre el ducto de CMG y la Estación de Regulación y Medición será protegida a través de un rectificador nuevo dentro de la estación de regulación y el cual contará con un diseño de 100 Amp y 100V ya que el sistema de Ciénega o Santa Rosa solo cuenta con 1 rectificador para abastecer de protección a 70 km de ductos aproximadamente y con esto se evitará sobrecarga y una protección deficiente.

La tubería de acero subterránea será recubierta por el método de cinta anticorrosiva y cinta de protección mecánica del tipo INNOWRAP y será suministrado por CMG y aplicado por el contratista mediante las recomendaciones del fabricante, una limpieza mecánica SSPC2 por abrasivo de aspersión o medios mecánicos, su pegamento al espesor y aplicando primero la negra y luego pegamento y la cinta blanca con el traslape según recomendación de la aplicación.

## MENCIÓN DE LAS NORMAS, REGLAMENTOS Y/O REFERENCIAS EMPLEADOS

### Especificaciones Generales de Diseño

ESPECIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN	METODOLOGÍA EMPLEADA
NOM-003-ASEA-2016	Norma Mexicana sobre las Distribución del Gas Natural.	Define básicamente los requisitos para el diseño, prearranque y operación y mantenimiento de redes de distribución, contemplando su construcción, odorización y protección catódica de ductos enterrados.
NOM-009-ASEA-2017	Norma Oficial Mexicana para la Integridad Mecánica de Instalaciones.	Para la evaluación de la integridad mecánica de ductos subterráneos.
NOM-026-STPS-1998	Colores y señales de seguridad e higiene e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías	Para la aplicación en nuestra estación de regulación y medición.
REGLAMENTO DE GAS NATURAL.	Ley reguladora de la Secretaria de Energía. Comisión Reguladora de Energía.	Define las Disposiciones Generales del reglamento, incluyendo Permisos para el manejo de gas, transferencias, modificaciones, etc.
CFR-DOT. Titulo 49, parte 192.	Código de Reglamentación Federal. Departamento de Transporte.	Lineamientos básicos
CSA CSA Z245.20 , NRF-026-PEMEX, ISO 8501-1	Código de Reglamentación para materiales epóxico aplicables a tuberías.	Características y procedimientos de aplicación, pruebas y documentación.
ANSI/ASME B-31.8 Cap. IV	Sistemas de Transporte y Distribución de Gas por Tubería de Acero y Tubería Plástica. Diseño de Tuberías de Plástico. Medidores y Reguladores.	Lineamientos Básicos. Se utiliza en el aspecto detallado del diseño de tuberías de acero, así como la ubicación e instalación de reguladores y medidores.
NFPA-54-1996.	Código Nacional de Gases Combustibles.	Lineamientos de seguridad para el diseño de sistemas de transporte de gas
NFPA-70-1996	Código Nacional para la Industria Eléctrica.	Diseño de instalaciones eléctricas en las estaciones de medición y regulación de gas.
GAS ENGINEERING HANDBOOK-1994	Manual Técnico con todo lo referente al manejo de gases.	Para consultas específicas.

### Especificaciones Generales de Construcción

La especificación del ducto está definida en API 5L X42, y todo elemento y accesorio en clase ANSI 300, siendo todos los elementos unidos mediante procedimientos de soldadura y reparación calificados. Uniones radiografiadas con rayos gamma cumpliendo con el API-1104 en su interpretación.

ESPECIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN
NOM-003-ASEA-2016	DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL Y GAS LICUADO DE PETRÓLEO POR DUCTOS La presente Norma Oficial Mexicana establece las especificaciones y criterios técnicos de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente, para el diseño, construcción, pre-arranque, operación, mantenimiento, Cierre y Desmantelamiento, de los Sistemas de distribución de Gas Natural y de Gas Licuado de Petróleo por Ductos.
CFR-DOT. Título 49, parte 192.	Se definen los criterios para llevar a cabo las instalaciones de tubería en zanjas.
ASME B. 31.8	Se recomiendan algunos criterios para el control de presión y limitaciones del gas, medidores y reguladores de los usuarios y diseño de tubería de polietileno durante la etapa de Construcción.

**Especificaciones Generales para zanjas y trincheras.**

ESPECIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN
NOM-003-ASEA-2016	Se implementarán procedimientos adecuados para la protección de los materiales y reparación de la vegetación existente, banquetas, pavimentos u otras estructuras del lugar que resultasen dañadas por los trabajos. El Distribuidor o Permisionario deberá notificar a todos los prestadores de servicios públicos y demás servicios respecto de la intención que existe de instalar ductos y conexiones de gas por lo menos 15 días antes de la fecha de instalación programada y solicitará por escrito la ubicación de los otros servicios dentro de la trayectoria proyectada. Define además algunos criterios mínimos para respetar distancias entre ductos y otras instalaciones de acuerdo a la presión que maneje el ducto.

**Especificaciones Generales para señalización.**

ESPECIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN
NOM-003-ASEA-2016	En lo referente a la señalización insta que se instalarán elementos idóneos para indicar la presencia de tubería de gas, instalando cintas plásticas continuas de color amarillo de por lo menos 5 cm de ancho a 30 cm arriba de la tubería, que indique "Precaución Gas Natural". Recomienda tener un cuidado especial en la protección del área de excavación para las líneas de gas y para proteger al público en general mediante la disposición de conos de tráfico y cintas de protección a lo largo de los lugares de obra.

**Especificaciones para Tubería de Acero.**

ESPECIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN
API 5L	Será tubería de acero negro al carbón sin costura y extremos biselados para soldar, en cédula 40 y Resistencia mínima a la cedencia de 42,000 PSI
NOM-B-177-1990	Tubería de acero al carbón con o sin costura.
API RP 5L2	Prácticas recomendadas para tubería de acero.
NACE TM 01	Código para el acabado en la superficie del tubo.

**Especificaciones para Válvulas.**

**Válvulas de acero.** Serán únicamente las empleadas para la interconexión, filtración, regulación, el corte, cuya especificación será la siguiente:

ESPECIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN
API 6D	Especificación de válvulas de acero.
API 598	Inspección y pruebas de válvulas.
ASME/ANSI B.16	Válvulas de gas metálicas operadas manualmente para uso en los ductos de hasta 856 KPa (125 lb/in <sup>2</sup> ). Válvulas bridadas y soldadas a tope.

**Especificaciones para Accesorios.**

**Conexiones de acero.** Se utilizarán conexiones de fábrica que cumplan con las normas y especificaciones de la tubería para poder soldarse en todos los casos a codos, tees, nipples, coples, cuya especificación será la siguiente:

ESPECIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN
ASME/ANSI A-234	Conexiones soldables para tubería de acero.
ASME/ANSI B-16	Bridas y conexiones bridadas de acero para tubería. Accesorios de acero forjado para soldar a tope. Accesorios de acero forjado, bridados y roscados.
ASME/ANSI B-1	Cuerdas de atornilla miento uniforme (modelo de cuerda UN y UNR).

**Especificaciones Generales de Operación**

ESPECIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN
NOM-003-ASEA-2016	Las certificaciones de cumplimiento expedidas por una unidad de inspección acreditada deberán ser presentadas ante compañía Mexicana de Gas SAPI de CV previamente a la iniciación de trabajos de construcción.
	Las instalaciones que operen a presiones mayores de 689 KPa, deberán tener un mínimo del 100% de las soldaduras a tope inspeccionadas radiográficamente.
	Los sistemas que operen a más de 414 KPag deberán ser probados a un mínimo de 1.5 veces la presión de diseño. El medio de prueba deberá ser hidrostático.
	Las pruebas de presión deberán ser registradas en una gráfica durante 8 horas. Las pruebas de presión que no sean satisfactorias deberán resultar en reparaciones correctivas y repetir la prueba hasta que sea concluida satisfactoriamente. La gráfica de pruebas de presión satisfactoria deberá ser firmada por el jefe de gasoductos, por el Jefe Contratista de Pruebas Hidrostáticas certificado en pruebas Nivel II y por la persona que verifique el cumplimiento de la prueba en cuestión.
	Manuales de operación y mantenimiento, reportes de inspección, mantenimiento a los activos, revisiones periódicas, fugas y rupturas, programas de entrenamiento
ANSI B 31.8	Transporte y distribución de gas natural por ducto. Procedimientos de operación relacionados con la transmisión y distribución. Lineamientos para la operación básica de ductos de gas para transporte y distribución.
CFR-DOT 49.192	Reglamento básico para la operación de tuberías de gas. Estudios de los cambios en los tipos de localización. Revisión de la máxima presión de operación permitida. Patrullaje de líneas. Programa de prevención de daños. Plan de emergencias. Investigación de fallas Máxima presión permitida en tuberías de polietileno.

ESPECIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN
	Máxima presión de operación permitida en alta y baja presión de sistemas de Transporte. Odorización del gas. Taladro de tuberías a presión. Purgado de tuberías.
AGA 7	Medición de gas natural por medio de placas orificio
NFPA-9-1992	Sistemas de Prevención de Explosiones.

### **ESPECIFICACIONES DE SEGURIDAD, HIGIENE Y PROTECCIÓN AMBIENTAL.**

El contratista deberá cumplir con todos los reglamentos, ordenamientos y normas de seguridad y protección ambiental vigentes establecidos incluido el convenio de apego al SASISOPA de Compañía Mexicana de Gas y vigilar estricto apego durante toda la ejecución de la obra, ya que de no hacerlo será responsable de los riesgos y daños que se originen por tal causa a las instalaciones existentes tanto de CMG, dependencias gubernamentales y población en general.

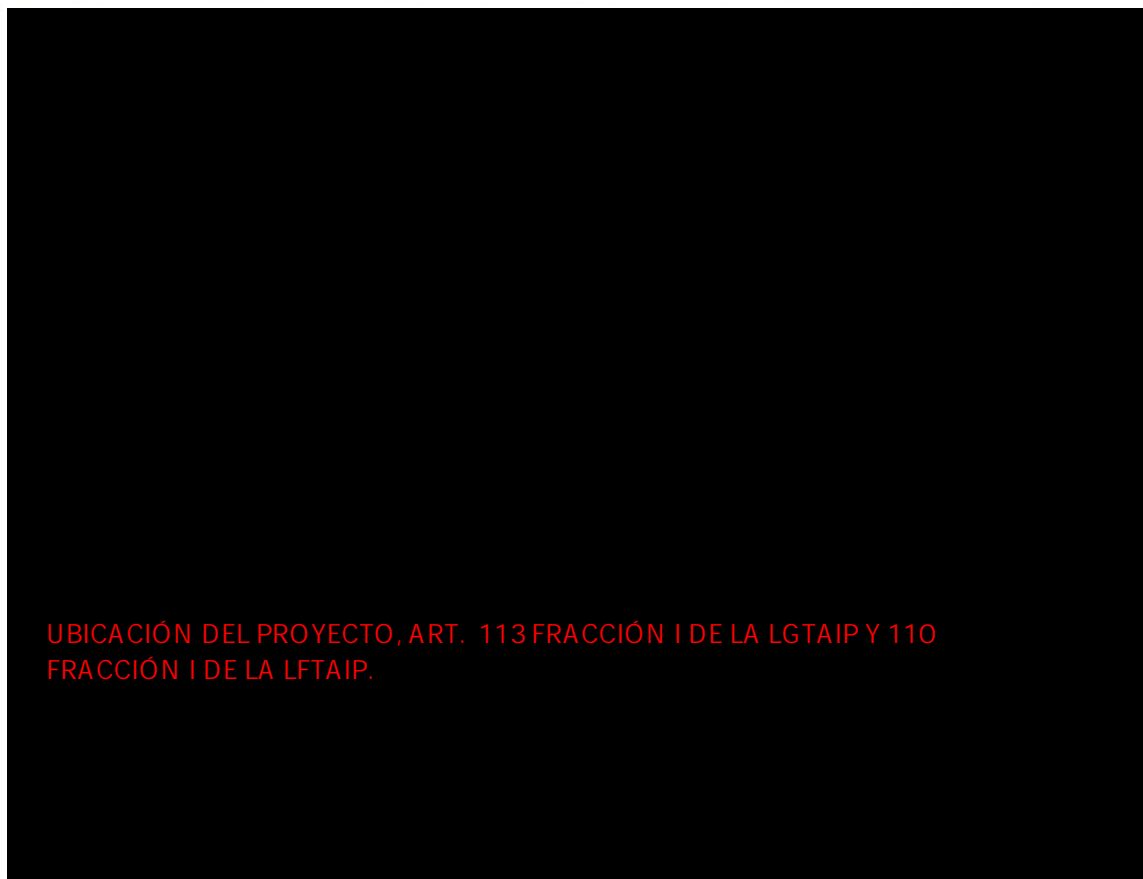
- Salvaguardar la integridad física de habitantes y transeúntes de la zona de influencia de trabajos de CMG así como evitar el deterioro a los caminos que se utilizan.
- Prevenir incidentes y accidentes.
- Fomentar la convivencia y el desarrollo armónico de la actividad que se realiza en el área de influencia de los distintos proyectos en la región de Apodaca-Guadalupe.
- Evitar reclamos y mala imagen ante la población.
- Evitar daños a las superficies de rodamiento en razón de las altas temperaturas o de las fuertes o prolongadas temporadas de lluvia.
- Evitar actos inseguros que ponen en riesgo a los conductores, al personal propio, a los habitantes de las comunidades y/o a la infraestructura o bienes tanto de terceros.

#### **I.2.2 Cruzamiento Subterráneo bajo el DDV de la Autopista de Peaje 85D Monterrey –Nuevo Laredo a la altura de su Km.32+686.00**

A manera de que nuestra tubería conductora de Acero 12" Ø no sea expuesta a cargas actuantes por efecto del paso vehicular, se contempla protegerla con una camisa de acero de 18" Ø, de tal forma que absorba los esfuerzos que actuarían sobre el tubo conductor de gas.

El cruce PE-SCT-01/CMG.02.2021 se encuentra en  
Las coordenadas UTM WGS 84:

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



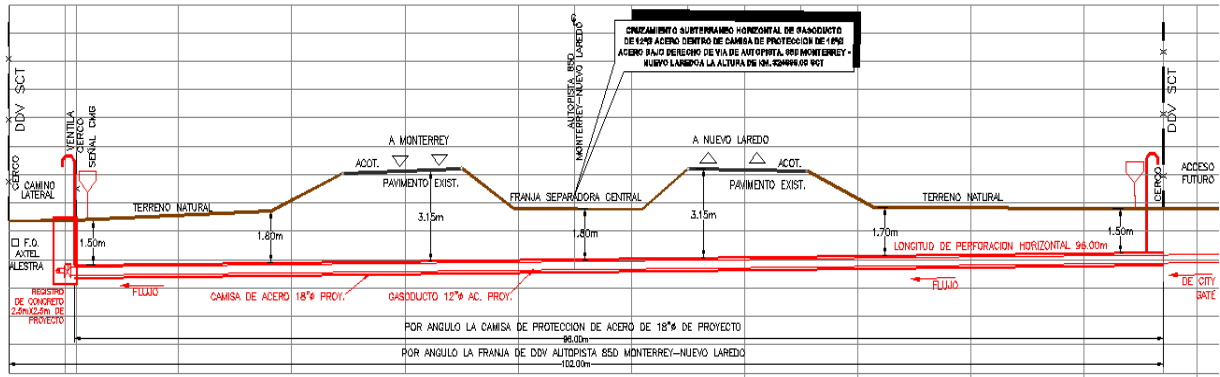
UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110  
FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

**Figura I-6. Localización del cruce de gasoducto de 12" Ø**

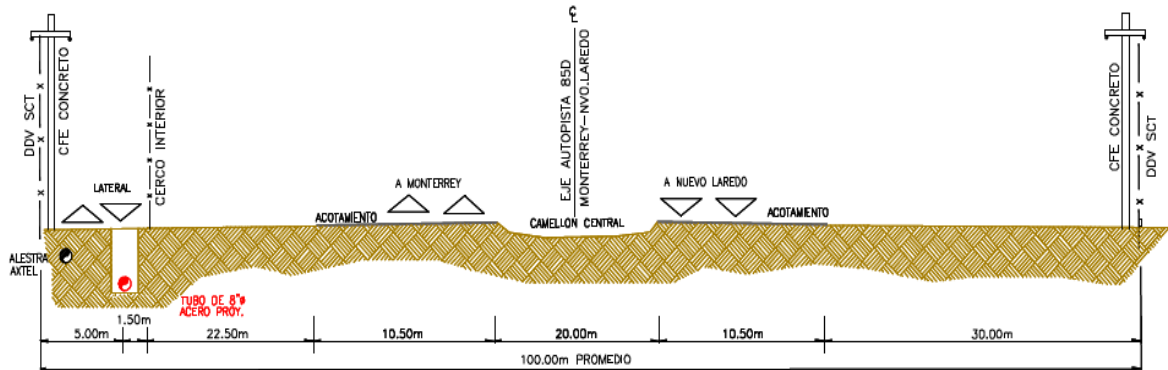
El principio de utilizar un método constructivo que no interfiera el libre tráfico por esta importante autopista, así como el de no alterar las condiciones de terracerías y carpeta asfáltica dentro del derecho de vía Federal; compete realizar un Cruzamiento Subterráneo por el Método de Hincado, es decir que por medio de golpes se hará pasar la camisa de protección de acero a manera de no interferir el libre tránsito de los vehículos que circulan por la vialidad siendo importante sondear tuberías existentes (agua, gas, fibra óptica,) para tener la seguridad de que no existan interferencias ni daños, así como contemplar el encintado mecánico después de terminados los trabajos.

La longitud de cruce de la Camisa de acero de 18"Ø bajo el DDV de la autopista será de 96.00 metros con un ángulo de cruce respecto al eje de vía de  $101^{\circ}15'05''$ , este ángulo hace que el kilómetro de cruzamiento sea el Km.32+686, con una separación entre la superficie de rodamiento y el lomo de la camisa de protección de 3.15 metros el cual se puede visualizar más a detalle en el Plano anexo PE-SCT-01/CMG.02.2021.

PROYECTO DE GASODUCTO HOWARD-CMG EN EL MUNICIPIO DE CIENEGA DE FLORES NL.



El ancho de Derecho de Vía de SCT es de 100 metros lineales en la zona de cruzamiento y su sección transversal consiste en 2 carriles por sentido con acotamiento en un ancho promedio de 10.50 metros en cada cuerpo de circulación, así como una franja separadora central de 20 metros de ancho, luego desde orilla de acotamiento del lado derecho existen 30 metros para llegar al cerco del límite de derecho de vía de SCT, y hacia el lado izquierdo hay una distancia desde orilla de acotamiento de 22.50 metros para llegar al cerco intermedio y enseguida otra franja de paso vehicular variable de 6.50 metros.



**I.2.2.1. Procedimiento de Construcción**

Para el cruce con Autopista 85D Monterrey – Nuevo Laredo se considerará en todo momento guardar máxima seguridad, por lo que se recomiendan los siguientes pasos:

- A. Avisar con anticipación al Ingeniero Supervisor por parte de la SCT y de Operadora de Autopistas del Noreste sobre los inicios de trabajos de excavación.
- B. Se planteará señalamiento de obra antes y después del cruce.
- C. Realizar sondeo manual para localizar las líneas de infraestructura, previa indicación por parte de las empresas involucradas (Axtel y Alestra).
- D. Acordonamiento del lugar en zonas de ventanas de envío y recibo.
- E. Se deberá contar con la herramienta y tubería preparada antes de iniciar los trabajos de excavación por parte de CMG.

- F. Se preparará el equipo de perforación con cajón, guías, cabeza de sujeción y accesorios necesarios para el proceso de construcción.
- G. Ver las indicaciones constructivas y especificaciones en el plano de trámite ante la SCT y Operadora de Autopistas del Noreste PE-SCT-01/CMG.02.2021
- H. Hacer cajón de recepción del Hincado con accesorios del arreglo lado izquierdo del DDV y cajón de lanzado del lado derecho junto al DDV de la SCT.
- I. La construcción del registro de concreto donde llegaría la camisa de acero formaría parte del trámite de Instalación marginal.
- J. Colocar cintilla de seguridad “PELIGRO GASODUCTO” antes y después del Hincado, pero se contempla señalamiento vertical en los extremos del cruce y a cada 150 metros lineales en el tramo de trazo de la Instalación marginal.
- K. Ni las estructuras físicas colindantes durante las obras de perforación, ni los ductos de paso, sufrirá daño durante los trabajos de construcción del gasoducto.
- L. Desalojo de material sobrante (tierra, tubería, madera., etc.) del DDV de SCT.

**I.2.2.2. Programa de obra**

PROYECTO: CRUZAMIENTO GASODUCTO HOWARD-CMG



**PROGRAMA DE OBRA**

NOMBRE: CRUCE SUBT. BAJO DDV AUTOPISTA 85D MONTERREY - NUEVO LAREDO KM.-32+686.00 CON GASODUCTO DE ACERO 12"Ø ,CAMISA PROT.18"Ø ACERO
CRUCE DIRECCIONAL TOTAL = 96m
DERECHO DE VIA SCT TOTAL =100m DURACION : 1 MES

CONCEPTO	1 SEMANA	2 SEMANA	3 SEMANA	4 SEMANA
1 AVISO A TODOS LOS SERVICIOS EXISTENTES DEL INICIO DE LOS TRABAJOS	■			
2 TRAZO Y SONDEO DE LINEAS DE INFRAESTRUCTURA		■		
3 COLOCACION DE EQUIPO Y SEÑALAMIENTO DE OBRA		■		
4 PROCESO DE HINCADO DE TUBO 18"Ø		■		
5 INTRODUCCION DE TUBERIA 12"Ø			■	
6 COLOCACION DE ACCESORIOS DE EXTREMOS				■
7 TAPADO DE EXTREMOS				■
8 RETIRO DE SEÑALAMIENTOS DE OBRA Y LIMPIEZA FINAL DEL CRUCE				■
9 GENERACION DEL PLANO AS-BUILT				■

### I.2.3 Instalación Marginal en el margen izquierdo dentro del DDV de la Autopista de Peaje

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

Consiste en la instalación marginal de 1720 metros lineales de tubería de 8"Ø de acero donde avanzaremos de manera paralela junto con líneas de fibra óptica de Axtel y de Alestra lo cuales antes de iniciar excavaciones deberán localizarse en campo para pasar 1 metro debajo de sus instalaciones.

A la altura del km.31+600 de esta autopista encontramos el acceso vehicular al Parque Nexus y a manera de que nuestra tubería conductora de Acero de 8" Ø no sea expuesta a cargas actuantes por efecto del paso vehicular, se contempla protegerla con una camisa de acero de 12" Ø, de tal forma que absorba los esfuerzos que actuarían sobre el tubo conductor de gas.

La Instalación Marginal se encuentra del

Las coordenadas UTM WGS 84 de Km.32+696:

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

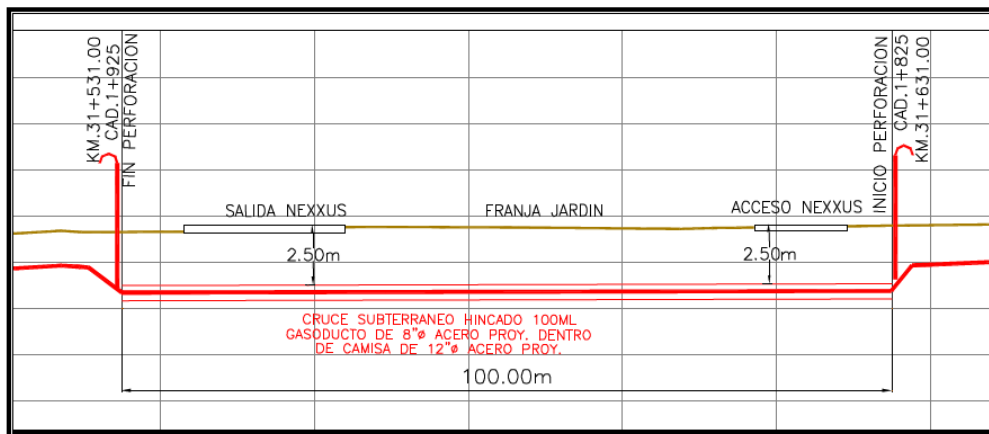
UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.

Figura I-7. Localización de la Instalación marginal

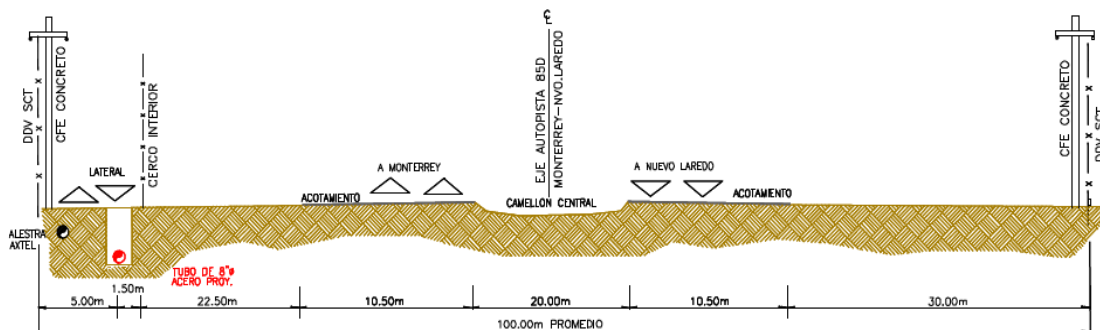
El principio de utilizar un método constructivo que no interfiera el libre tráfico por este acceso

vehicular, así como el de no alterar las condiciones de terracerías y carpeta asfáltica dentro del derecho de vía Federal; compete realizar un Cruce Subterráneo por el Método de Hincado, es decir que por medio de golpes se hará pasar la camisa de protección de acero a manera de no interferir el libre tránsito de los vehículos que circulan por la vialidad siendo importante sondear tuberías existentes (agua, gas, fibra óptica,) para tener la seguridad de que no existan interferencias ni daños, así como contemplar el encintado mecánico después de terminados los trabajos.

La longitud de cruce de la Camisa de acero de 12"Ø bajo la vialidad de acceso y salida del Parque Nexus será de 100.00metros con un ángulo teórico de cruce respecto al eje del acceso de 90°00'00" con una separación entre la superficie de rodamiento y el lomo de la camisa de protección de 2.50 metros el cual se puede visualizar más a detalle en el Plano anexo IM-SCT-03/CMG.02.2021.



El ancho de Derecho de Vía de SCT es de 100 metros lineales y en promedio su sección transversal consiste en 2 carriles por sentido con acotamiento en un ancho promedio de 10.50 metros en cada cuerpo de circulación, así como una franja separadora central de 20 metros de ancho, luego desde orilla de acotamiento del lado derecho existen 30 metros para llegar al cerco del límite de derecho de vía de SCT, y hacia el lado izquierdo hay una distancia desde orilla de acotamiento de 21.00 metros a 23.00 metros para llegar al cerco intermedio y enseguida otra franja de paso vehicular variable de 6.50 a 9.00 metros.



**1.2.3.1. Procedimiento de Construcción**

Para la construcción e instalación de la red de gas natural sobre el margen izquierdo de la Autopista 85D, se realizará por el método de canalización con excavación a cielo abierto.

Las etapas de construcción de la canalización con excavación son:

- **Trazo e identificación**  
Antes de iniciar cualquier trabajo de obra civil se deberá de realizar el trazo del proyecto siguiendo lo especificado en los planos de proyecto.
- **Excavación**  
La zanja se apegará en lo posible a la que aparece en los planos y será por medio de equipo mecánico (zanjadora) o retroexcavadora con cuchara reducida, el ancho de la zanja será de 40 cm. Con una profundidad de 1.50 metros al lomo del tubo.
- **Afine de fondo y paredes en zanja.**  
El fondo de la excavación deberá ser afinado a fin de que la tubería que posteriormente se instale en la misma quede a la profundidad señalada de proyecto.
- **Plantilla apisonada.**  
Sera de un espesor de entre 5 y 10 cm, de arena o tierra fina de banco que se apisonará hasta la mayor compactación posible.
- **Instalación de tubería.**  
La puesta en zanja o tendido de la canalización de gas se realizará de acuerdo con las indicaciones del Proyecto Constructivo y con los medios y útiles adecuados en cada caso, a fin de que no sea dañado, ni el revestimiento, ni la canalización.
- **Soldadura.**  
Todos los soldadores que vayan a desempeñar la ejecución de juntas de soldadura deben ser calificados para el procedimiento establecido. El tipo y diámetro de electrodos a utilizar en las uniones de la línea se establecerá de acuerdo con el resultado obtenido en la calificación del procedimiento. Marcaje, radiografías, biseles, limpieza, son puntos a considerar.
- **Relleno de excavaciones de Zanjas.**  
El relleno de excavaciones de zanjas será el conjunto de operaciones que deberá ejecutar el Contratista para rellenar hasta el nivel original del terreno natural con materiales y procedimientos avalados por el Supervisor de obra.

### I.2.3.2. Recomendaciones

Para la Instalación Marginal Autopista 85D Monterrey – Nuevo Laredo se considerará en todo momento guardar máxima seguridad, por lo que se recomiendan los siguientes pasos:

- A. Avisar con anticipación al Ingeniero Supervisor por parte de la SCT y de Operadora de Autopistas del Noreste sobre los inicios de trabajos de excavación.
- B. Se planteará señalamiento de obra durante cada frente de avance.
- C. Realizar sondeo manual para localizar las líneas de infraestructura, previa indicación por parte de las empresas involucradas (CMG, Axtel y Alestra).
- D. Acordonamiento del lugar en zonas de ventanas de envío y recibo frente acceso Nexus.
- E. Se deberá contar con la herramienta y tubería preparada antes de iniciar los trabajos de excavación por parte de CMG.
- F. Se preparará el equipo de perforación con cajón, guías, cabeza de sujeción y accesorios necesarios para el proceso de construcción.
- G. Conciliar las indicaciones constructivas y especificaciones en los planos de trámite ante la SCT y Operadora de Autopistas del Noreste S.A. de C.V.
- H. Bajar el nivel del lomo de tubo protegido con un lastrado de concreto a 1.50 metros abajo del nivel de la base de la alcantarilla pluvial que se encuentra a la altura del km.31+380 SCT
- I. La construcción del registro de concreto se considera al inicio y final de la instalación marginal siendo de concreto de 2.50 metros x 2.50 metros.
- J. Se propone Postes de toma de potencial Tipo R para el control de protección catódica y se contempla señalamiento vertical en los extremos del cruce y a cada 150 metros lineales en el tramo de trazo de la Instalación marginal.
- K. Ni las estructuras físicas colindantes durante las obras de perforación, ni los ductos de paso, sufrirá daño durante los trabajos de construcción del gasoducto.
- L. Desalojo de material sobrante (tierra, tubería, madera., etc.) del DDV de SCT.

### I.2.4 Perforación e hinca de tubería por golpeo o apisonamiento (pipe ramming)

La Perforación e hinca de tubería por golpeo o apisonamiento, se conoce como “pipe ramming”, en donde el empuje se realiza mediante martillo neumático o hidráulico, que golpea el tubo de acero, el cual penetra el suelo sin causar alteración del mismo.

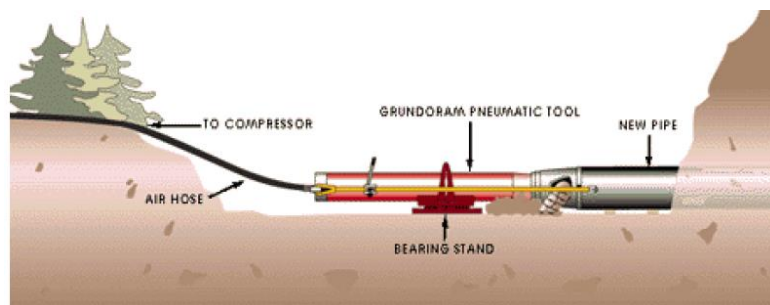


Figura I-8. Esquema general de la instalación de la colocación del pozo de la maquinaria del martillo.

El método constructivo es el mismo que el utilizado para la hinca vertical de pilotes con tubos de acero lo que facilita su manejo para quienes ya tiene experiencia en pilotaje. Proporciona soporte de la tubería continuamente durante el trazado, sin existir son reexcavación, y no requiere agua durante el proceso. No hay excavación mecánica del material desde el frente de la tubería durante el proceso de instalación.

Es importante destacar que se utilizan tubos de acero, ya que por las características de resistencia y de ductilidad del mismo resisten y distribuyen mejor las cargas transmitidas por el martillo sin que se dañe la estructura de la tubería.

Se construye una base sólida, típicamente de losa de hormigón, en el pozo de entrada de la instalación. Los rieles guía se ajustan a la línea de excavación y luego se instala en la losa. El primer tramo de tubería de acero se coloca sobre los rieles guía y se suelda un perfil cortante Enel extremo frontal de la tubería. Se coloca el martillo a percusión pegado en el extremo posterior. El borde de la tubería se asegura con una banda de refuerzo y que también disminuya la cantidad de fricción en los subsiguientes tramos de tubería. Hay una tendencia de que durante el proceso el tubo se desplace ligeramente hacia abajo como resultado de las fuerzas gravitacionales.

La acción del martillo fuerza la tubería dentro del suelo en la cara del pozo a lo largo de la línea establecida por los rieles guía. Cuando una sección de tubería se ha instalado, se quita el martillo y se coloca un nuevo tramo de tubería sobre los rieles guía y se suelda a la tubería ya instalada. El proceso se repite hasta que la tubería líder llega al pozo de salida o recepción. En este punto el cilindro del suelo dentro de la tubería se remueve inmediatamente mediante la utilización de aire a propulsión o aire comprimido. Se puede aplicar lubricación en la superficie de la tubería para reducir la fricción externa durante el proceso de instalación.

Una desventaja significativa de este método es que la carcasa de acero requerirá de soldadura, lo que aumenta el tiempo total del trabajo. Esta desventaja se ha abordado en los últimos 15 años por un sistema de unión de tubos de acero entrelazados desarrollados por algunas empresas estadounidenses. Esta junta de conexión preinstalado de alta precisión proporciona una rápida unión de tubo de acero, muchas veces eliminando la necesidad de soldadura dentro del pozo y el tiempo asociado, lo que aumenta la productividad. Esta tecnología se hace aún más económica si la necesidad de un soldador certificado en un sitio de trabajo se elimina, añade al aumento de productividad.

En la Figura I-9 se puede observar el proceso de colocación de la maquinaria, previo hormigonado de la losa inicial y proceso de hinca.



Figura I-9. Proceso de instalación de tubería: perforación e hinca de tubería por golpeo o apisonamiento (pipe ramming)

### 1.2.4.1. Sustancias manejadas en el proceso

En las obras a construir **ER-6000**, Cruce Gasoducto de 12" Ø Acero e instalación marginal Gasoducto de 8" Ø Acero que integran el **Proyecto Gasoducto Howard – CMG**, no se manejarán sustancias peligrosas durante la etapa de construcción, sin embargo, citaremos el **gas natural** ya que el **Proyecto Gasoducto Howard – CMG** se conectará al Gasoducto existe de 8" Ø de la Red de Distribución de Gas Natural de la Zona Geográfica de Monterrey.

El Gas natural se compone principalmente de gas metano, la hoja de seguridad con sus datos y características se encuentra a continuación.

**Tabla I-2. Identidad Química del Gas Natural**

Nombre químico	Número CAS	Concentración	Otros identificadores únicos
Gas natural	8006-14-2	100.00 %	Número Comunidad Europea 232-343-9

**Tabla I-3. Identificación de Peligros**

Peligros	Clasificación SAC	Indicación de peligro
Físicos	Gas inflamable, categoría 1A. Gas a presión, categoría gas comprimido.	H220 Gas extremadamente inflamable. H280 Contiene gas a presión; puede explotar si se calienta
Para la Salud	Corrosión / irritación cutánea, categoría 2. Lesiones oculares graves / irritación ocular, categoría 2A-	H315 Provoca irritación cutánea. H319 Provoca irritación ocular grave.  Nota: Las indicaciones para peligros para la salud fueron tomadas de ECHA, 2018.
Para el Medio Ambiente	No aplica.	No aplica.

**Elementos de las etiquetas del SAC**  
Pictograma



**Figura I-10. Pictogramas de identificación de peligros**

En la siguiente tabla se observa la clasificación del riesgo del Gas Natural por parte de la Asociación Nacional de Protección contra el Fuego (NFPA por sus siglas en inglés).

Tabla I-4. Clasificación de riesgo de la NFPA Gas natural.

4	Inflamabilidad
1	Salud
0	Reactividad
	Especial

Siendo el gas natural una sustancia, sus componentes principales son: Metano con 83,0% volumen mínimo en la Zona Sur y 84,0% volumen mínimo (CPG Poza Rica, Burgos y Arenque; así como Etano con un 11,0%volumen máximo (PTI, 2018). Las impurezas y aditivos estabilizadores que contiene son: Etil Mercaptano 17-28 ppm, H<sub>2</sub>S 6,0 mg/m<sup>3</sup> máximo, Azufre total 150 mg/m<sup>3</sup> máximo, Nitrógeno 8,0% volumen máximo (Zona Sur) y 4,0% volumen máximo (CPG Poza Rica, Burgos y Arenque), CO<sub>2</sub> 3,0%volumen máximo, Oxígeno 0,2%volumen máximo) y Humedad 110 mg/m<sup>3</sup> máximo.

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos ligeros compuestos principalmente de metano, etano, propano, butanos y pentanos. Otros componentes tales como el CO<sub>2</sub>, el helio, el sulfuro de hidrogeno y el nitrógeno se encuentran también en el gas natural.

El metano es una sustancia altamente inflamable, se quema fácilmente y casi totalmente. El gas natural no es corrosivo ni toxico, su temperatura de combustión es elevada y posee un estrecho intervalo de inflamabilidad, lo que hace de él un combustible fósil seguro en comparación con otras fuentes de energías.

El gas natural es incoloro, inodoro, insípido, sin forma particular y más ligero que el aire. Se presenta en su forma gaseosa por debajo de los -161°C. Por razones de seguridad, se le añade mercaptano, un agente químico que le da un olor a huevo podrido, con el propósito de detectar una posible fuga de gas, a continuación, se describirá este componente.

Tabla I-5. Propiedades del Gas Natural

Propiedades	Sustancia
Nombre del producto	Gas Natural
Nombre químico	Metano
Familia química	Hidrocarburos del petróleo
Formula molecular	Mezcla (CH <sub>4</sub> + C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> + C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )
Peso molecular	18.2
Temperatura de ebullición (1 atmósfera)	160 °C
Temperatura de fusión	-182 °C
Densidad de vapores (Aire = 1, 15.5°C)	0.61 (más ligero que el aire)
Densidad del líquido (Aire = 1, 0/4°C)	0.554
Relación de Expansión	1 litro de líquido se convierte en 600 litros de gas
Solubilidad en agua (20° C)	Ligeramente soluble (0.1, 10%)

### Etil-mercaptano

El Etil-mercaptano es un gas que se emplea en la odorización del Gas Natural. Por decreto de la Norma Oficial Mexicana (NOM-003-ASEA-2016), el gas debe ser odorizado a una concentración tal que permita ser detectado por el olfato cuando las concentraciones alcancen una quinta parte del límite inferior de explosividad (LIE), o cuando la proporción de gas en aire sea de 1% (uno por ciento).

De acuerdo con el Sistema Globalmente Armonizado de Clasificación y Etiquetado de Químicos, el Etil-mercaptano se clasifica bajo las siguientes claves.

**Tabla I-6. Clasificación del etil-mercaptano de acuerdo con el sistema globalmente armonizado de clasificación y etiquetado de químicos**

Código	Indicación de Peligro Físico	Clases de Peligro	Categoría de Peligro
H224	Líquidos y vapores extremadamente inflamables	Líquidos inflamables	1
H302	Nocivo en caso de indigestión	Toxicidad aguda por ingestión	4
H317	Puede provocar una reacción cutánea alérgica	Sensibilización cutánea	1, 1A, 1B
H332	Nocivo si se inhala	Toxicidad aguda por inhalación	4

Por parte de la clasificación de la Asociación Nacional de Protección contra el Fuego, el Etil-mercaptano se clasifica de la siguiente manera:

**Tabla I-7. Clasificación de riesgo del Etil-mercaptano según la NFPA**

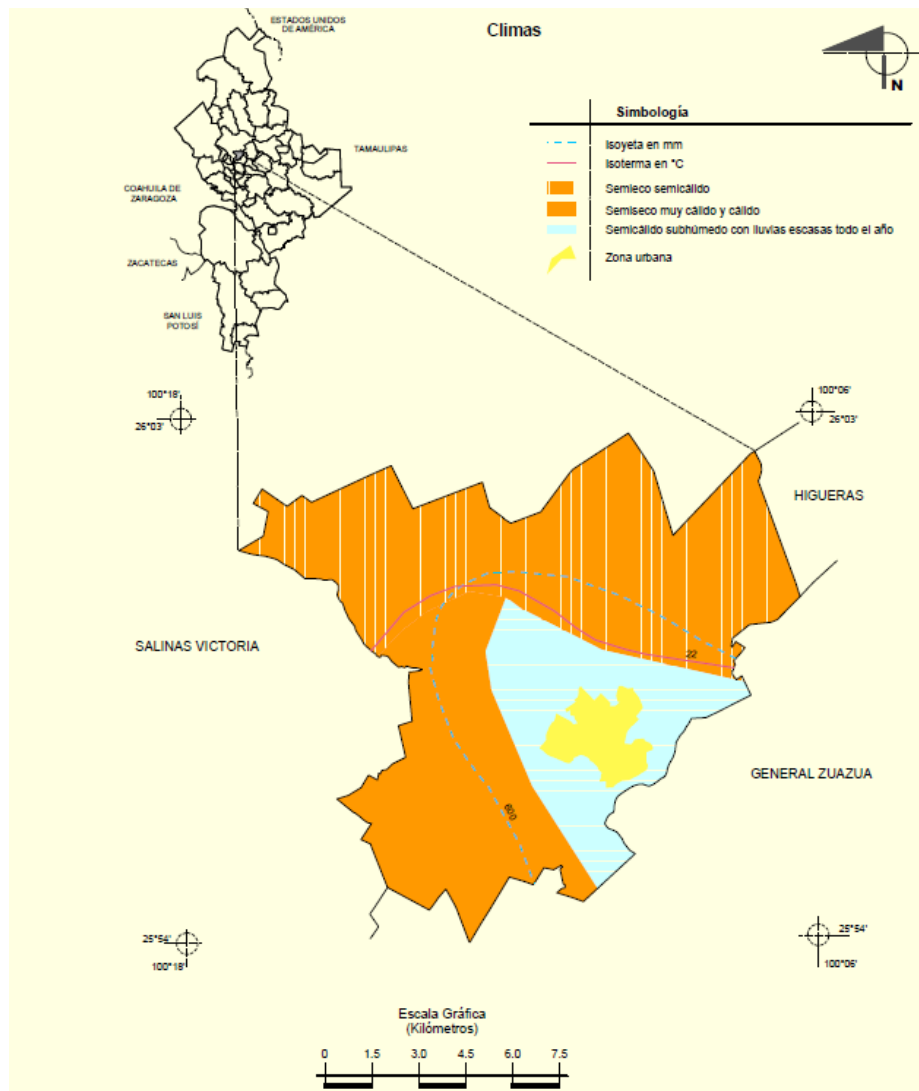
0	Inflamabilidad
3	Salud
0	Reactividad Especial

### I.3. DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO

La zona de Ciénega de Flores, se caracteriza por contar con 4 parques industriales, un corredor industrial sobre la carretera libre Mty – Laredo, zonas de desarrollo residencial y está en planes un nuevo parque industrial en terrenos donde se planea la interconexión con el ducto de Howard, además de ya contar con una planta de GNC (GANAMEX de 40,000 m<sup>3</sup>/d) y la próxima instalación de otra planta de GNC denominada “ALIANZA TRAYECTO” (50,000 m<sup>3</sup>/d) ambas suministradas por DGC vía CMG, enfocadas a dar servicio de GNV a compañías fleteras, dado el importante corredor comercial Mty – Laredo.

### 1.3.1 Clima

En Ciénega de Flores, el clima es Semiseco semicálido (49%), semiseco muy cálido y cálido (28%) y semicálido subhúmedo con lluvias escasas todo el año (23%). Presentándose un rango de temperatura de 20 a 24 °C y un rango de precipitación de 500 - 700 mm.



**Figura I-11. Mapa de Clima del Municipio Ciénega de Flores. (Prontuario de información geográfica municipal de los Estados Unidos Mexicanos, Ciénega de Flores, Nuevo León)**

Los veranos son largos, tórridos y bochornosos; los inviernos son cortos, frescos y secos y está parcialmente nublado durante todo el año. Durante el transcurso del año, la temperatura generalmente varía de 9 °C a 36 °C y rara vez baja a menos de 3 °C o sube a más de 40 °C. (Ver Figura I-12)

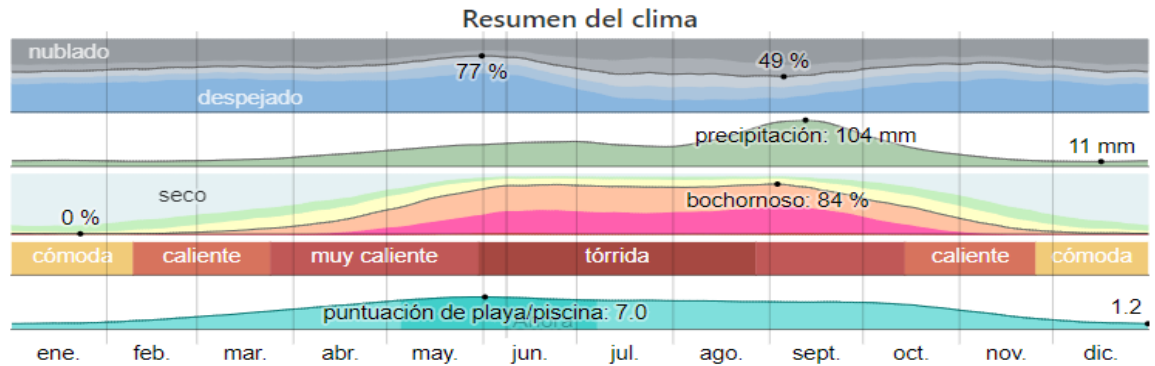


Figura I-12. Resumen del clima del Municipio Ciénega de Flores, Estado de Nuevo León.

De acuerdo con la clasificación de Köppen-Geiger modificada por García, el tipo de clima donde se localiza el **Proyecto Gasoducto Howard – CMG** es (ver Figura I-13):

- (A)C(wo)x' Semicálido subhúmedo del grupo C, temperatura media anual mayor de 18° C, temperatura del mes más frío menor de 18°C, temperatura del mes más caliente mayor de 22°C. Precipitación del mes más seco menor a 40 mm; lluvias de verano con índice P/T mayor de 55 y porcentaje de lluvia invernal del 5% al 10.2% del total anual.
- BS1hw Semiárido, semicálido, temperatura media anual mayor de 18°C, temperatura del mes más frío menor de 18°C, temperatura del mes más caliente mayor de 22°C. Lluvias de verano y porcentaje de lluvia invernal del 5% al 10.2% del total anual.

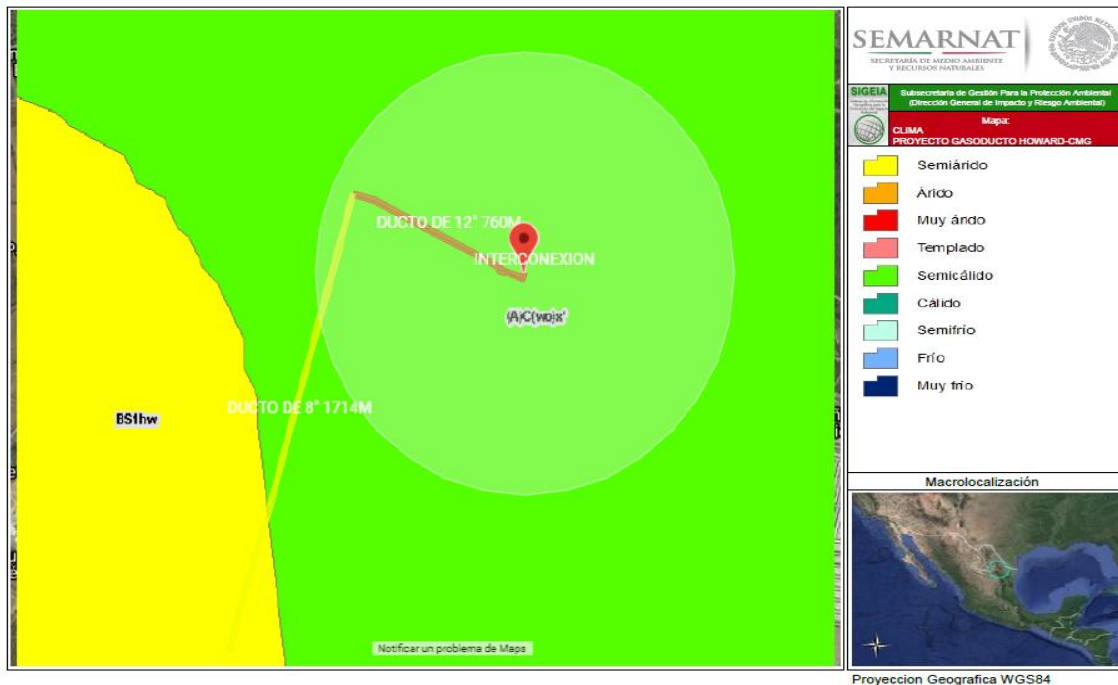


Figura I-13. Mapa del tipo de clima de Proyecto Gasoducto Howard – CMG.

### 1.3.2 Temperatura

La temporada calurosa dura 4,2 meses, del 4 de mayo al 10 de septiembre, y la temperatura máxima promedio diaria es más de 33 °C. El día más caluroso del año es el 28 de julio, con una temperatura máxima promedio de 36 °C y una temperatura mínima promedio de 24 °C.

La temporada fresca dura 2,5 meses, del 24 de noviembre al 9 de febrero, y la temperatura máxima promedio diaria es menos de 24 °C. El día más frío del año es el 5 de enero, con una temperatura mínima promedio de 9 °C y máxima promedio de 21 °C.

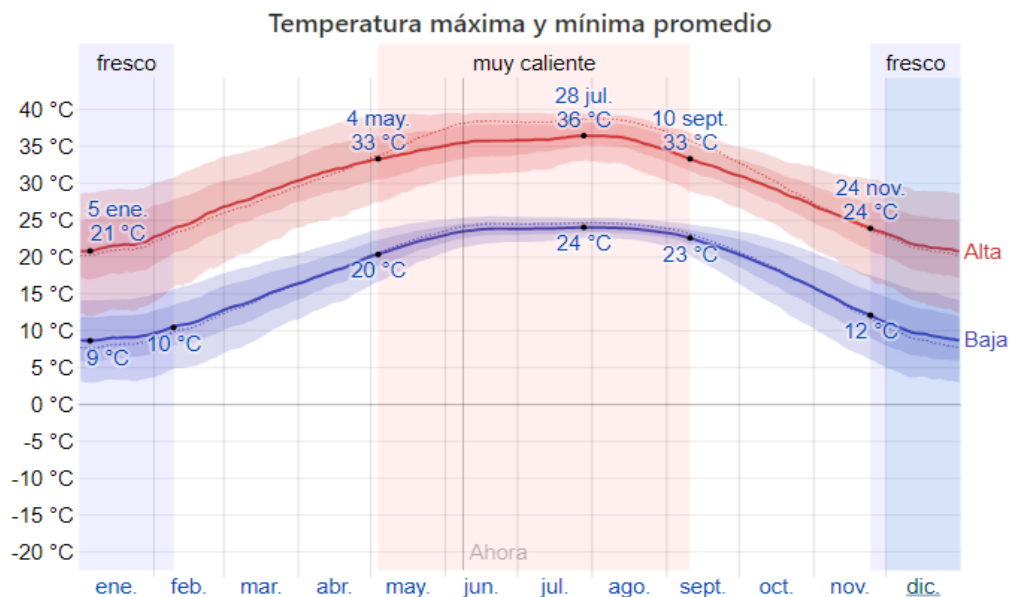


Figura I-14. Temperatura máxima y mínima promedio del Municipio de Ciénega de Flores.

### 1.3.3 Precipitaciones

Un día mojado es un día con por lo menos 1 milímetro de líquido o precipitación equivalente a líquido. La probabilidad de días mojados en San Pedro Garza García varía considerablemente durante el año.

La temporada más mojada dura 4.7 meses, del 15 de mayo al 6 de octubre, con una probabilidad de más del 21 % de que cierto día será un día mojado. La probabilidad máxima de un día mojado es del 39 % el 8 de septiembre.

La temporada más seca dura 7.3 meses, del 6 de octubre al 15 de mayo. La probabilidad mínima de un día mojado es del 4 % el 9 de diciembre.

Entre los días mojados, distinguimos entre los que tienen solamente lluvia, solamente nieve o una combinación de las dos. En base a esta categorización, el tipo más común de precipitación durante el año es solo lluvia, con una probabilidad máxima del 39 % el 8 de septiembre.

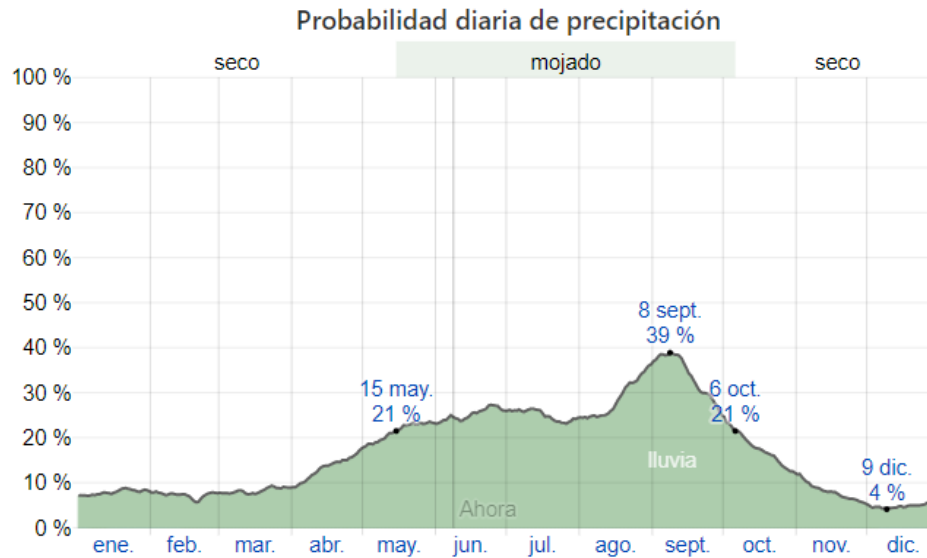


Figura I-15. El porcentaje de días en los que se observan diferentes tipos de precipitación, excluidas las cantidades ínfimas: solo lluvia, solo nieve, mezcla (llovió y nevó el mismo día).

### 1.3.4 Viento

De acuerdo con el análisis de la rosa de los vientos (Figura I-16) realizado para el municipio de Ciénega de Flores, se determinó que durante el periodo de monitoreo predominaron vientos provenientes del Este- Sureste. (Programa Estatal de Monitoreo Municipal Estudio en Ciénega de Flores, Nuevo León).

La velocidad promedio del viento por hora en Ciénega de Flores tiene variaciones estacionales considerables en el transcurso del año.

La parte más ventosa del año dura 5.5 meses, del 16 de marzo al 31 de agosto, con velocidades promedio del viento de más de 13.9 kilómetros por hora. El día más ventoso del año es el 3 de julio, con una velocidad promedio del viento de 17.1 kilómetros por hora.

El tiempo más calmado del año dura 6.5 meses, del 31 de agosto al 16 de marzo. El día más calmado del año es el 6 de diciembre, con una velocidad promedio del viento de 10.7 kilómetros por hora.

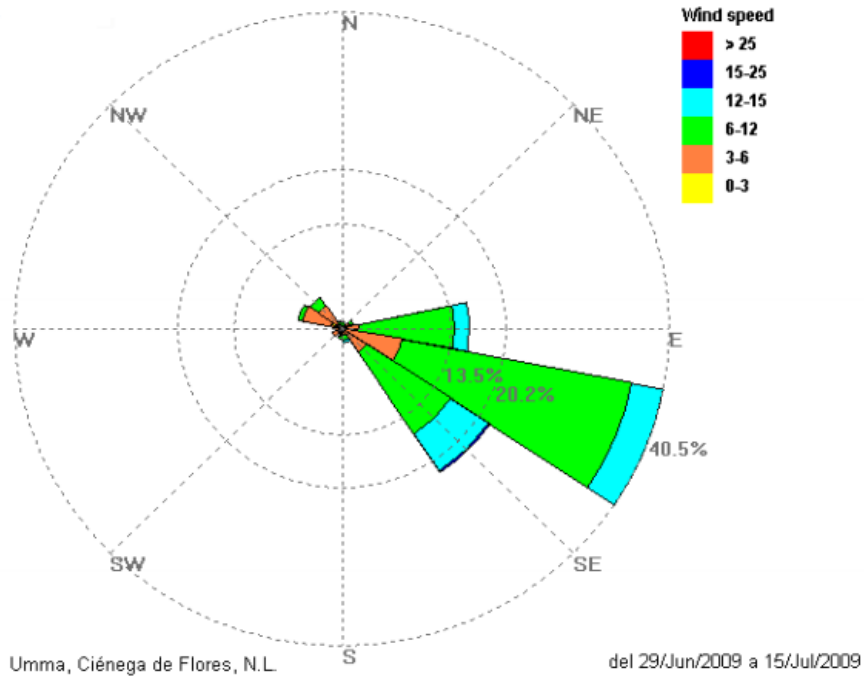


Figura I-16. Análisis de la rosa de vientos durante el monitoreo ambiental en el municipio de Ciénega de Flores, NL.

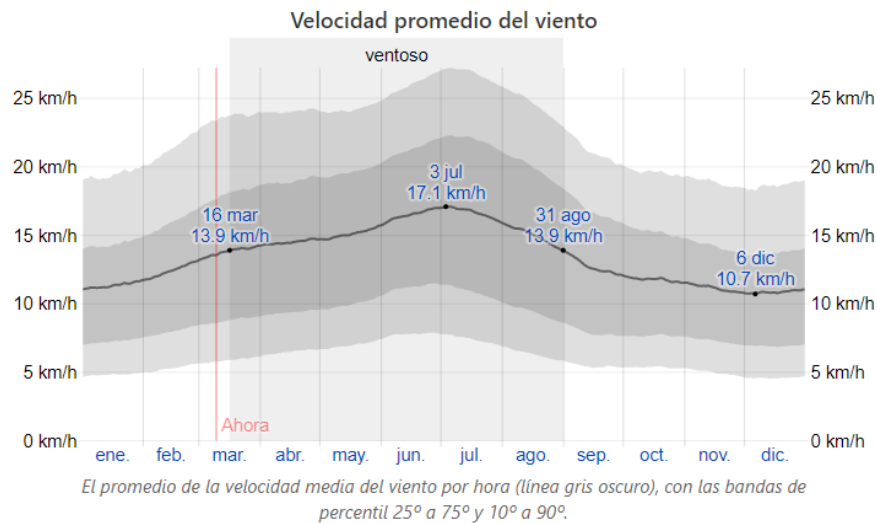
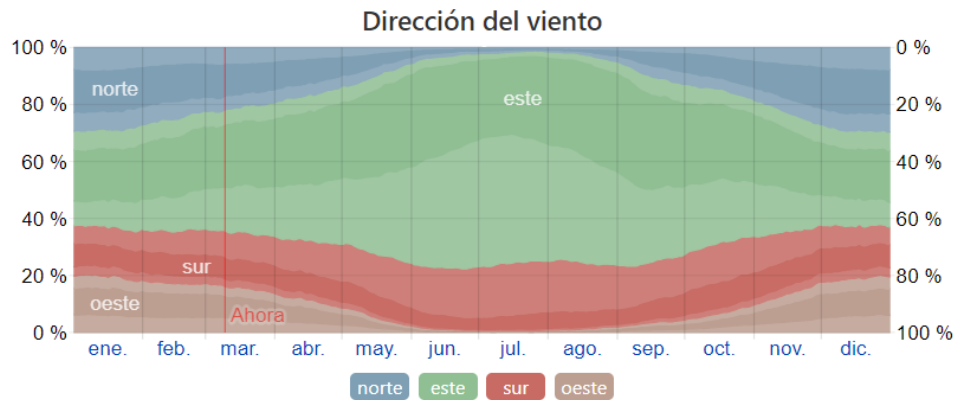


Figura I-17. Gráfica de velocidad promedio del viento en el municipio de Ciénega de Flores, NL.

La dirección del viento promedio por hora predominante en Ciénega de Flores es del este durante el año.



*El porcentaje de horas en las que la dirección media del viento viene de cada uno de los cuatro puntos cardinales, excluidas las horas en que la velocidad media del viento es menos de 1.6 km/h. Las áreas de colores claros en los límites son el porcentaje de horas que pasa en las direcciones intermedias implícitas (noreste, sureste, suroeste y noroeste).*

**Figura I-18. Gráfica de dirección del viento en el municipio de Ciénega de Flores, NL.**

### 1.3.5 Humedad

Basamos el nivel de comodidad de la humedad en el punto de rocío, ya que éste determina si el sudor se evaporará de la piel enfriando así el cuerpo. Cuando los puntos de rocío son más bajos se siente más seco y cuando son altos se siente más húmedo. A diferencia de la temperatura, que generalmente varía considerablemente entre la noche y el día, el punto de rocío tiende a cambiar más lentamente, así es que, aunque la temperatura baje en la noche, en un día húmedo generalmente la noche es húmeda.

En Ciénega de Flores la humedad percibida varía extremadamente.

El período más húmedo del año dura 6.7 meses, del 14 de abril al 6 de noviembre, y durante ese tiempo el nivel de comodidad es bochornoso, opresivo o insoportable por lo menos durante el 21 % del tiempo. El día más húmedo del año es el 4 de septiembre, con humedad el 84 % del tiempo.

El día menos húmedo del año es el 23 de enero cuando básicamente no hay condiciones húmedas.

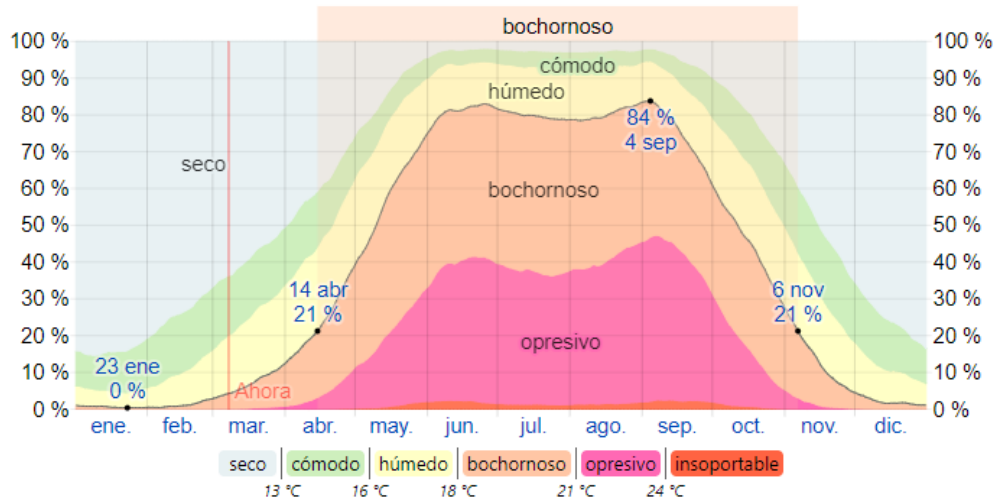


Figura I-19. Niveles de comodidad de la humedad de Ciénega de Flores.

### 1.3.6 Geología

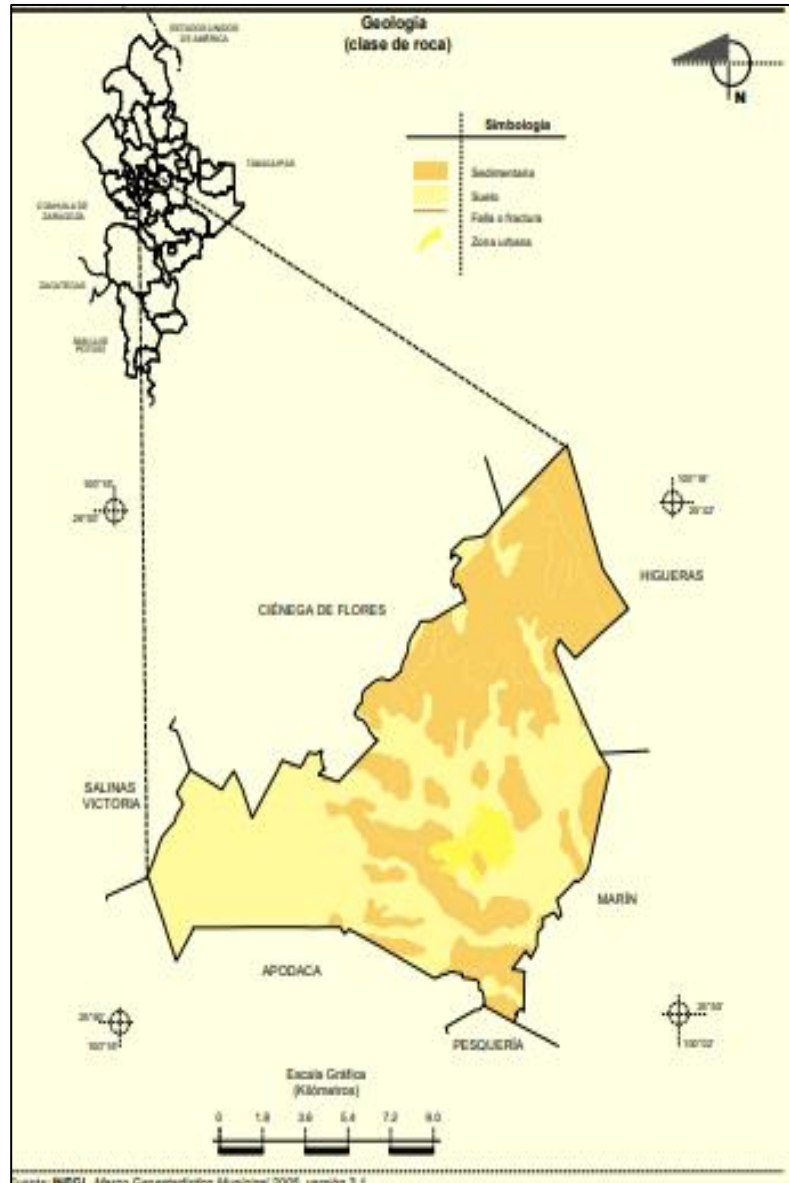
- **Geología Ciénega de Flores**

El INEGI nos informa que entre las unidades geológicas que existen en el territorio cineguense domina el material aluvial que es producto de deslizamientos de lomeríos u márgenes de arroyos. En consecuencia, prácticamente la totalidad del territorio norte se caracteriza por el material aluvial, como sucede en ambas márgenes del río Salinas y en una pequeña superficie al sur colindando con el municipio Zuazua.

Sin embargo, existen dos pequeñas zonas de lutita, una adyacente a la cabecera municipal y otra al sur del río Salinas. En los lomeríos cercanos al municipio de Higuera se aprecian pequeños territorios en los que la caliza predomina. El atlas de riesgo del Estado Nuevo León nos dice que no existe problemas geológicos en el municipio de Ciénega de Flores.

La composición geológica del Municipio de Ciénega de Flores, se muestra en la Figura I-20 y se enlista a continuación:

- Periodo: Cuaternario (57%), Cretácico (23%) y Neógeno (20%)
- Roca: Sedimentaria: Conglomerado (22%), lutita (20%), caliza-lutita (2.6%) y caliza (0.4%)
- Suelo: aluvial (55%).



**Figura I-20. Mapa Geológico del Municipio Ciénega de Flores. (Prontuario de información geográfica municipal de los Estados Unidos Mexicanos, Ciénega de Flores, Nuevo León)**

La composición geológica donde se localiza el área del proyecto es la que se muestra en la Figura I-21:

Tpl(cg) - Terciario, Plioceno (Conglomerado).

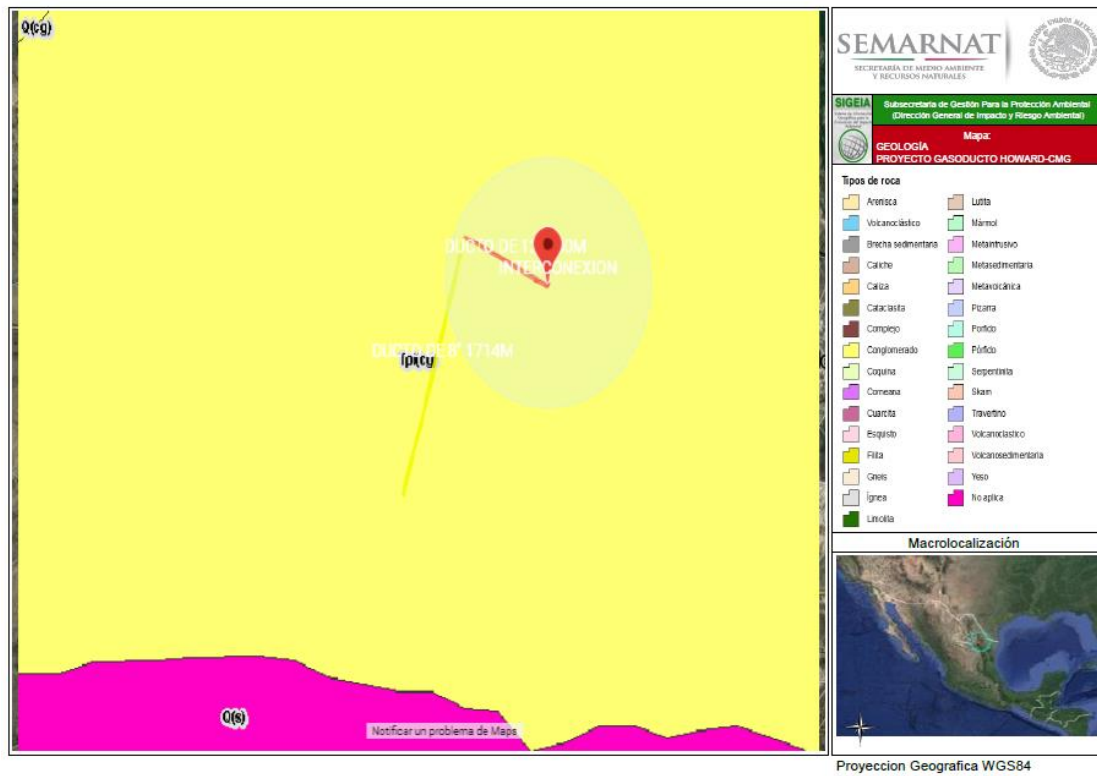


Figura I-21. Mapa Geológico del Proyecto Gasoducto Howard – CMG.

### 1.3.7 Edafología

Gran parte de la superficie municipal está ocupada por pastizales y matorrales congruentes con la vocación pecuaria de las actividades rurales de años anteriores. Hoy en día los números fraccionamientos asentados en el municipio durante el último decenio, han cambiado en gran medida al uso del suelo, considerando que ese cambio no se limita a la superficie estricta a urbanizar, sino que impacta a una superficie mayor.

El suelo dominante del municipio de Ciénega de Flores se compone por: Calcisol (24.3%), Kastañozem (19.1%), Phaeozem (17.8%), Leptosol (16.8%), Chernozem (12.0%), Fluvisol (6.8%) y No aplicable (3.2%), como se muestra en la Figura I-22.

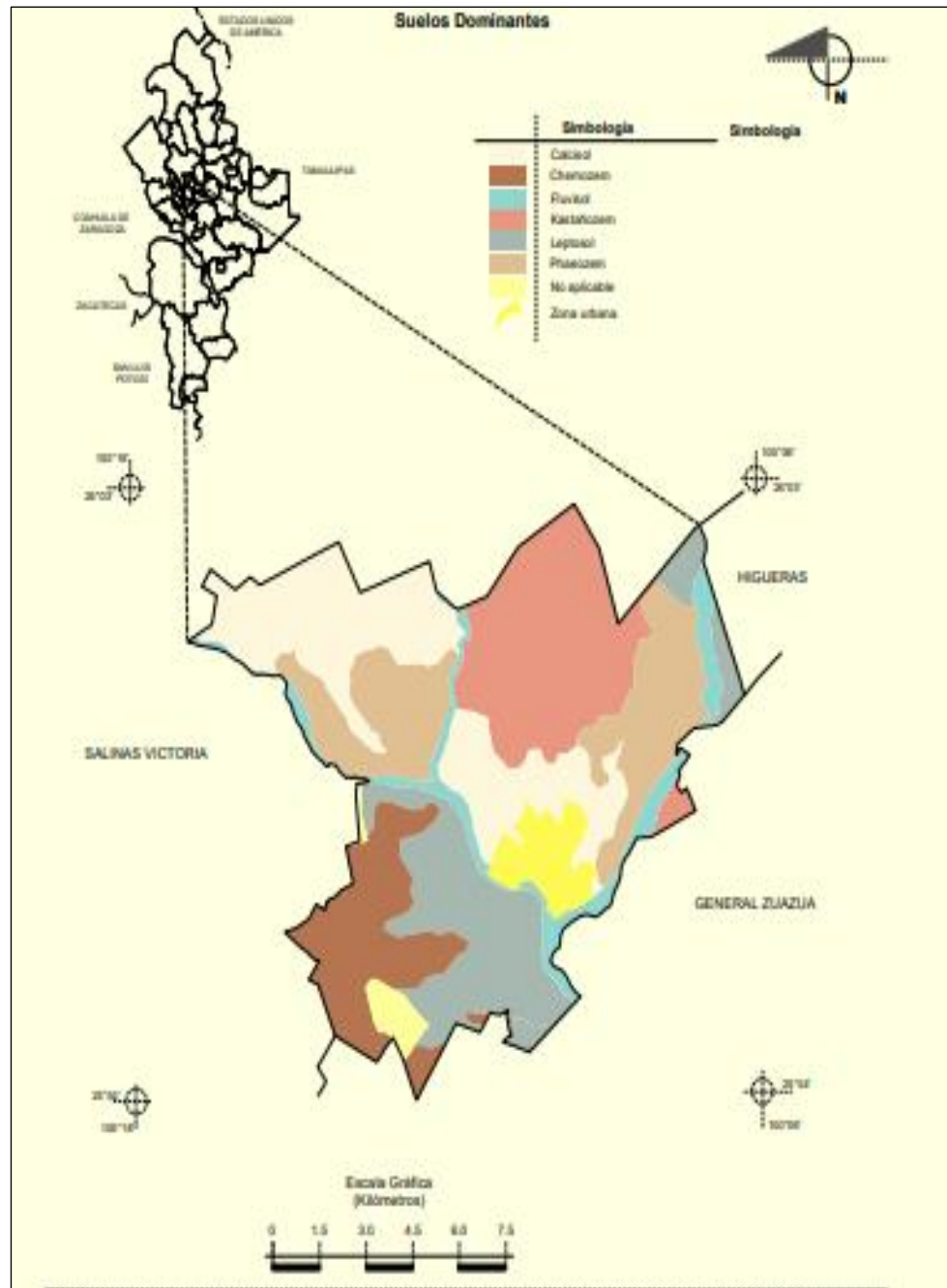


Figura I-22. Mapas de Suelos dominantes en el Municipio de Ciénega de Flores. (Prontuario de información geográfica municipal de los Estados Unidos Mexicanos, Ciénega de Flores, Nuevo León)

El predio donde se ubicará el **Proyecto Gasoducto Howard – CMG**, estará ubicado en el área correspondiente a suelo tipo Chernozem (CH). Ver Figura I-23.

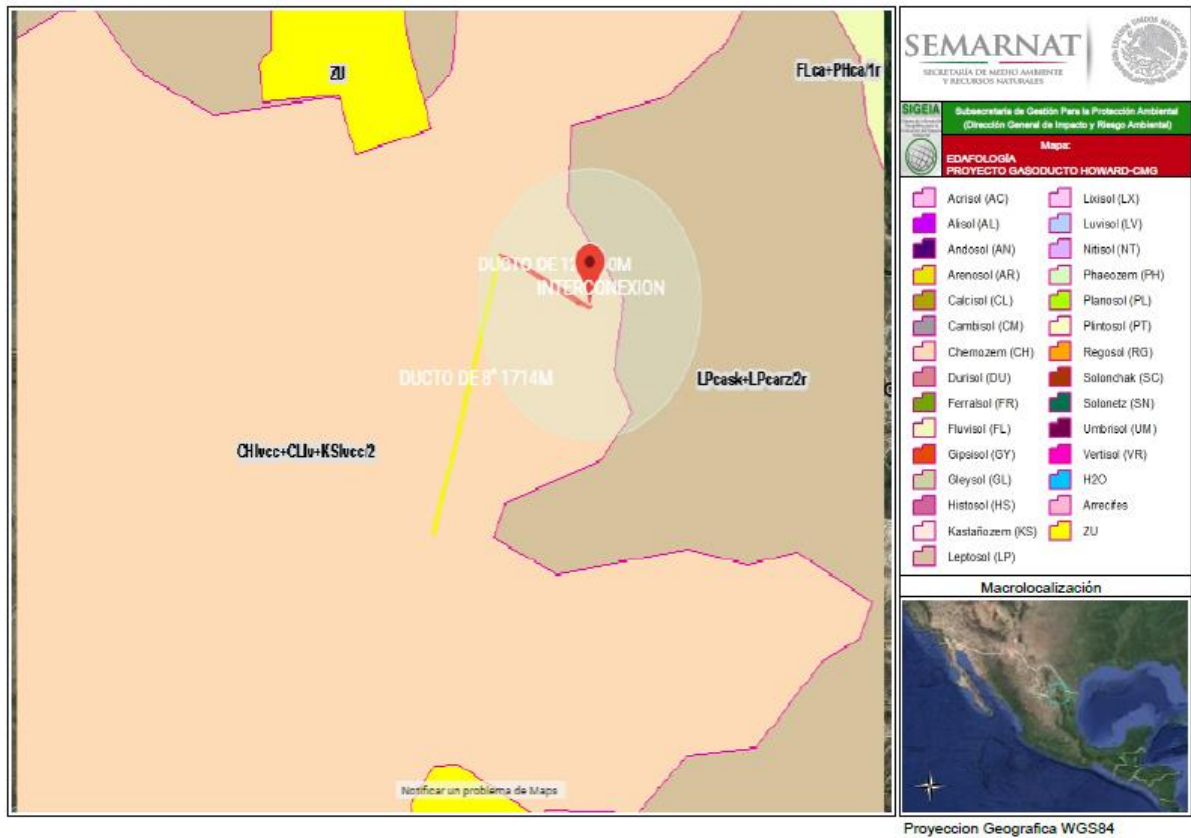


Figura I-23. Edafología del Proyecto Gasoducto Howard – CMG.

Las características generales de esta unidad edafológica son las siguientes:

El Chernozem es un tipo de suelo negro rico en humus, además de serlo en potasio, fósforo y microelementos. Es uno de los más fértiles para la agricultura.

### 1.3.8 Uso de suelo y Vegetación

En la Figura I-24 se muestra el uso de suelo y vegetación que incide en el **Proyecto Gasoducto Howard – CMG**: pastizal cultivado, matorral xerófilo, vegetación inducida y asentamientos humanos.

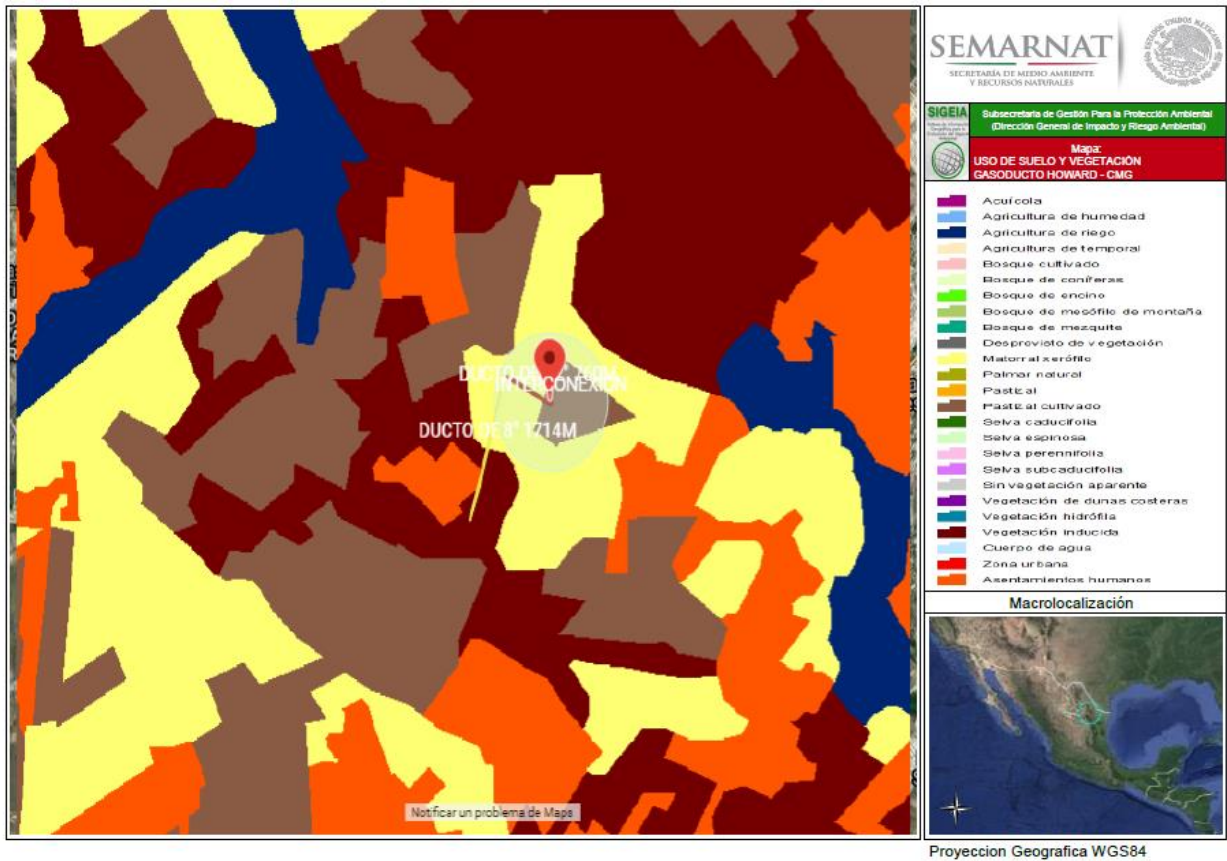


Figura I-24. Uso de suelo y Vegetación del Proyecto Gasoducto Howard – CMG.

### 1.3.9 Hidrografía

El Municipio de Ciénega de Flores se encuentra en la Región Hidrológica Bravo – Conchos (100%), Cuenca Río Bravo – San Juan (100%), subcuenca Río Salinas (100%), con las siguientes corrientes de agua: Perenne: Río Salinas y Río Ciénega e Intermitente: Río La Negra, Río a Miguel y Río Picachos.

El río principal de Ciénega de Flores es el Salinas, el cual pasa por la cabecera municipal, de noroeste a sureste. Los arroyos Tierra Blanca y Vaquerías son de caudal permanente, mientras que El Salto, El Venado y La Ciénega tiene agua sólo en época de lluvias. Se cuenta con aproximadamente 50 pozos profundos y norias para la extracción de agua.



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

Figura I-25. Hidrología del Proyecto Gasoducto Howard – CMG. (SIGEIA)

### 1.3.10 Flora y fauna

#### Vegetación de Ciénega de Flores

El género *Thelocactus*, se distribuye principalmente en México, es el desierto Chihuahuense su hábitat principal. En Nuevo León existen unas 9 especies y por lo menos unas 6 variedades distintas. El nombre *Thelocactus* se deriva del griego *Theles* que significa "pezones", por lo tanto, significaría "cactus con pezones", esta especie fue nombrada *T. Rinconensis* ya que fue encontrada por primera vez cerca del poblado de Rinconada en el municipio de García, Nuevo León.

Prevalecen las condiciones de aridez, la vegetación está constituida principalmente por arbustos espinosos y árboles bajos con mezcla de yudas, agaves y cactáceos. Entre las plantas más comunes destacan: el izote, mezquite, uña de gato, ébano, palo verde, vara dulce, saladilla y gobernadora.

#### Fauna de Ciénega de Flores

Está integrada por coyote, gato montés, jabalí, armadillo, zorra del desierto, rata, y conejo; entre las aves sobresalen la codorniz tejana y escamora, tecolote, amargo, pato trigüeño, pájaro carpintero, chindiquito y chilero.

#### I.4. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS

##### I.4.1. Histórico de accidentes e incidentes en instalaciones similares

El histórico de accidentes es una base de datos de los accidentes que han ocurrido en instalaciones similares a la que se está analizando, con ayuda de ella se puede llevar a cabo un Análisis Frecuencia de la periodicidad con la presentan los distintos tipos de accidentes, así como la búsqueda de los agentes que pudieron cuásar dichos eventos, revisando las condiciones de seguridad y operación en las instalaciones existentes, lo que nos lleva a mejorar sustancialmente los diseños y procedimientos de operación y seguridad.

El Análisis Histórico de Accidentes es una herramienta de identificación de riesgos que hace uso de los datos recogidos del pasado de accidentes ocurridos en instalaciones similares y permite vislumbrar el potencial riesgo que tiene el **Proyecto Gasoducto Howard – CMG**.

Existen varios ejemplos de incidentes y accidentes que han ocurrido en el campo del transporte y distribución de Gas Natural. Dichos incidentes y accidentes han sido objeto de análisis por parte de las autoridades de los tres niveles de gobierno para la posterior generación de leyes, reglamentos y normas oficiales mexicanas, cuyo objetivo principal es la disminución de los riesgos.

A continuación, se mencionan algunos ejemplos ocurridos de accidentes en ductos en donde se

**Tabla I-8. Accidentes ocurridos en ductos terrestres de Gas Natural**

Tipo de evento	Causas	Ubicación y consecuencias
Fuga de Gas Natural en cinta asfáltica	No determinado	<p>01/11/2020, 9:30 de la mañana en Privada Ignacio Zaragoza, en zona centro de Tlaquepaque, Jalisco, ocurre fuga en cinta asfáltica.</p> <p>Protección Civil evacua a 90 colonos. Bomberos realizan acciones de mitigación.</p> <p><a href="https://www.debate.com.mx/guadalajara/Evacuan-a-habitantes-de-privada-Herrera-y-Cairo-de-Tlaquepaque-por-fuga-de-gas-en-cinta-asfaltica-20201101-0061.html">https://www.debate.com.mx/guadalajara/Evacuan-a-habitantes-de-privada-Herrera-y-Cairo-de-Tlaquepaque-por-fuga-de-gas-en-cinta-asfaltica-20201101-0061.html</a></p>
Fuga de Gas Natural en fraccionamiento.	Ruptura de ducto de Gas Natural	<p>7/09/2020, Calle Retorno Ocotelulco, Unidad Xicohtécatl, Tlaxcala, una retroexcavadora perforó un tubo de gas natural al encontrarse realizando trabajos para el cambio de drenaje de dicha unidad habitacional.</p> <p>La zona fue evacuada por el personal de la empresa Engie y autoridades municipales. Bomberos de la Secretaría de Seguridad Ciudadana y de la Coordinación Estatal de Protección Civil colaboraron con las acciones.</p>

**Tabla I-8. Accidentes ocurridos en ductos terrestres de Gas Natural**

Tipo de evento	Causas	Ubicación y consecuencias
Fuga de Gas Natural	Ruptura de ducto de Gas Natural	<p><a href="https://www.elsoldetlaxcala.com.mx/policiaca/retr-oexcavadora-perfora-tubo-de-gas-natural-en-la-capital-del-estado-evacuan-a-vecinos-5727577.html">https://www.elsoldetlaxcala.com.mx/policiaca/retr-oexcavadora-perfora-tubo-de-gas-natural-en-la-capital-del-estado-evacuan-a-vecinos-5727577.html</a></p> <p>4/09/2020, Calle Guaymas, colonia Roma, Ciudad de México, por la tarde 4:00 pm, empleados de la empresa encargada de la instalación de gas natural rompieran con una máquina retroexcavadora uno de los ductos iniciando una fuga de Gas, la fuga fue controlada por los bomberos, personal de la Secretaría de Gestión Integral de Riesgos y elementos de la Secretaría de Seguridad Ciudadana.</p> <p>Cierre de acceso a calle Guaymas y calle Puebla. Desalojo de 200 personas de negocios aledaños.</p> <p><a href="https://noticieros.televisa.com/ultimas-noticias/desalojan-personas-fuga-gas-natural-colonia-roma/">https://noticieros.televisa.com/ultimas-noticias/desalojan-personas-fuga-gas-natural-colonia-roma/</a></p>
Fuga	Trabajadores de construcción dañan el ducto	<p>01/09/2020, Calle coral, Colonia estrella, Alcaldía Gustavo A. Madero, Ciudad de México, trabajadores que realizaban trabajos para reparar tubería de la red de drenaje, golpearon accidentalmente una línea de Gas Natural.</p> <p>Se desalojaron 100 personas. Cierre de calles aledañas.</p> <p><a href="https://noticieros.televisa.com/videos/controlan-fuga-de-gas-natural-en-gustavo-a-madero/">https://noticieros.televisa.com/videos/controlan-fuga-de-gas-natural-en-gustavo-a-madero/</a></p>
Explosión en casa habitación	Acumulación de Gas Natural	<p>17/08/2020, 6 AM, acumulación de Gas Natural y explosión al encender el foco, en casa ubicada en Calle Jorge González Camarena 525, entre Pensamiento y República Mexicana, colonia Villas del Roble, San Nicolás de los Garza, norte de Monterrey.</p> <p>Derrumbe de la segunda planta. Cuatro personas con quemaduras (dos hombres con 90% de extensión) Cierre de vialidades adyacentes.</p> <p><a href="https://lasillarota.com/estados/explosion-en-casa-de-nl-deja-a-4-personas-heridas-video/424729">https://lasillarota.com/estados/explosion-en-casa-de-nl-deja-a-4-personas-heridas-video/424729</a></p>

**Tabla I-8. Accidentes ocurridos en ductos terrestres de Gas Natural**

Tipo de evento	Causas	Ubicación y consecuencias
Explosión en casa habitación	Ruptura de tubería provocada por corrosión debido a antigüedad	<p>10/08/2020, Baltimore, Estados Unidos, posibles fugas debido a antigüedad de instalación de gas provocó una explosión que destruyó tres viviendas adyacentes.</p> <p>La empresa Baltimore Gas and Electric Co. realizó los cortes de servicio Ocurrieron dos muertes.</p> <p><a href="https://us.marca.com/claro/mas-trending/2020/08/10/5f318bf5268e3e26698b45d8.html">https://us.marca.com/claro/mas-trending/2020/08/10/5f318bf5268e3e26698b45d8.html</a></p>
Fuga y explosión en ducto	Ruptura de tubería provocada por falta de mantenimiento	<p>19/07/2020, 10:00 de la mañana ocurrió fuga Ducto de PEMEX de Gas Natural, en la colonia la Barita, Poza Rica, Veracruz.</p> <p>5 personas resultan heridas. Personal de PEMEX, Protección Civil, policía estatal y otras corporaciones acudieron al lugar.</p> <p><a href="https://www.elsoldeorizaba.com.mx/local/explosion-en-ductos-deja-en-alerta-ante-posibles-siniestros-instalaciones-pemex-riesgos-pc-bomberos-explosiones-5571266.html">https://www.elsoldeorizaba.com.mx/local/explosion-en-ductos-deja-en-alerta-ante-posibles-siniestros-instalaciones-pemex-riesgos-pc-bomberos-explosiones-5571266.html</a></p>
Fuga en vialidad	Ruptura de tubería provocada por trabajadores de construcción	<p>16/06/2020, 9:30 de la mañana ocurrió fuga en lateral de la Carretera 57 esquina con la calle Florencia, a la altura del hospital de Especialidades Médicas de la Salud, costado del puente "Granate", San Luis Potosí, a consecuencia de las maniobras por obras de adecuación de la vía, que desarrolla el Gobierno del Estado, una máquina tuvo contacto con un tubo de 4 pulgadas de la empresa de Gas Natural, el cual empezó a fugar.</p> <p>La Dirección de Policía vial acordonó la zona. Inmediato al establecimiento de un protocolo de emergencia en el hospital y los locales comerciales aledaños fueron cerrados. Gas natural sustituyó el tramo dañado.</p> <p><a href="https://pulsoslp.com.mx/slp/autoridades-atienden-fuga-de-gas-natural-en-la-carretera-57/1134001">https://pulsoslp.com.mx/slp/autoridades-atienden-fuga-de-gas-natural-en-la-carretera-57/1134001</a></p>
Fuga en vialidad	Ruptura de tubería provocada por trabajadores de construcción	<p>18/05/2020, a la 8 AM trabajadores de construcción que laboraban instalando un drenaje en a avenida Ocotlán golpearon el ducto ubicado a la altura del Plantel 01 del Colegio de Bachilleres de Tlaxcala.</p> <p>Coordinación Estatal de Protección Civil. evacuó a</p>

**Tabla I-8. Accidentes ocurridos en ductos terrestres de Gas Natural**

Tipo de evento	Causas	Ubicación y consecuencias
		<p>las personas cercanas. la circulación fue cerrada, entre la calle Arquitectos y hasta el entronque con la carretera Santa Ana-Tlaxcala Bomberos y personal de la empresa Maxigas resolvieron el problema. Un empleado de la empresa Maxigas que labora en los trabajos de reparación resultó intoxicado por la inhalación del hidrocarburo</p> <p><a href="https://www.elsoldetlaxcala.com.mx/policiaca/perforacion-de-ducto-por-introduccion-de-drenaje-bloquea-avenida-ocotlan-5244752.html">https://www.elsoldetlaxcala.com.mx/policiaca/perforacion-de-ducto-por-introduccion-de-drenaje-bloquea-avenida-ocotlan-5244752.html</a></p>
Fuga en predio	Ruptura de tubería provocada por trabajadores de construcción	<p>13/05/2020, trabajadores de construcción que laboraban en el fraccionamiento Zákia, frente a condominio Arentza, municipio del Márquez, Querétaro, rompieron accidentalmente un ducto de Gas natural, provocando una fuga</p> <p>La empresa Engie México realizó los trabajos de mitigación del accidente y la fuga quedó controlada sin lesionados ni riesgos para la población.</p> <p><a href="https://www.diariodequeretaro.com.mx/policiaca/fuga-de-gas-natural-en-el-marques-5224239.html">https://www.diariodequeretaro.com.mx/policiaca/fuga-de-gas-natural-en-el-marques-5224239.html</a></p>
Fuga en casa habitación	Instalación ya deteriorada o no apta para el gas	<p>7/05/2020, Querétaro, fugas de gas en domicilios por deterioro en las instalaciones, detectado con los calentadores de gas, los boiler, donde al intentar prenderlos, el mecanismo que tienen genera alguna fuga.</p> <p><a href="https://www.diariodequeretaro.com.mx/policiaca/trabajadores-rompen-tuberia-de-gas-4816990.html">https://www.diariodequeretaro.com.mx/policiaca/trabajadores-rompen-tuberia-de-gas-4816990.html</a></p>
Fuga en medidor de Gas natural	Impacto por vehículo	<p>8/04/2020, Conductora perdió el control de su vehículo estrellándose contra el medidor de Gas Natural de una casa ubicada en las calles Ramón Aguayo y Loma Linda, colonia Buenos Aires, Ciudad Juárez, Chihuahua.</p> <p>El cuerpo de bomberos se hizo cargo de la situación. Gas Natural se encargó de la fuga en el medidor.</p> <p><a href="https://www.debate.com.mx/estados/Conducta-choca-contra-medidor-de-gas-y-provoca-fuga-en-Ciudad-Juarez-20200406-0154.html">https://www.debate.com.mx/estados/Conducta-choca-contra-medidor-de-gas-y-provoca-fuga-en-Ciudad-Juarez-20200406-0154.html</a></p>


**Tabla I-8. Accidentes ocurridos en ductos terrestres de Gas Natural**

Tipo de evento	Causas	Ubicación y consecuencias
Fuga en predio	Ruptura de tubería provocada por trabajadores de construcción	<p>10/02/2020, trabajadores de construcción que utilizaban una retroexcavadora sobre el acceso IV, entre el acceso III y la avenida 5 de febrero, Querétaro, rompieron accidentalmente un ducto de Gas natural, provocando una fuga</p> <p>Se cerró el paso. Bomberos, Protección Civil Municipal y personal de una empresa gasera controlaron la fuga. No hay lesionados ni riesgos para la población.</p> <p><a href="https://www.diariodequeretaro.com.mx/policiaca/fuga-de-gas-natural-en-el-marques-5224239.html">https://www.diariodequeretaro.com.mx/policiaca/fuga-de-gas-natural-en-el-marques-5224239.html</a></p>
Fuga de gas en medidor de Gas Natural	Impacto por vehículo	<p>01/01/2020, en las calles Tierra de fuego y Mar del Sur, en el fraccionamiento Parajes del Sur, Ciudad Juárez Chihuahua, una unidad Pick Up Ford 1998 perdió el control e impactó el medidor de gas.</p> <p>Los elementos de Bomberos controlaron La fuga de gas natural a través de la colocación de un expansor en una toma domiciliaria que alimenta un medidor para gas natural.</p> <p><a href="https://www.elheraldodejuarez.com.mx/policiaca/accidentes-viales-fugas-de-agua-y-gas-intoxicaciones-y-explosiones-atendio-bomberos-noticias-de-ciudad-juarez-4729396.html">https://www.elheraldodejuarez.com.mx/policiaca/accidentes-viales-fugas-de-agua-y-gas-intoxicaciones-y-explosiones-atendio-bomberos-noticias-de-ciudad-juarez-4729396.html</a></p>
Fuga de gas en medidor de Gas Natural	No determinado	<p>01/01/2020, en las calles Cobalto y Violeta, en la colonia Altavista, Ciudad Juárez Chihuahua. Los bomberos colocaron una estaca de madera para controlar la fuga en un tubo de cobre que alimentaba un medidor propiedad de La Junta Municipal de Agua y Saneamiento</p> <p><a href="https://www.elheraldodejuarez.com.mx/policiaca/accidentes-viales-fugas-de-agua-y-gas-intoxicaciones-y-explosiones-atendio-bomberos-noticias-de-ciudad-juarez-4729396.html">https://www.elheraldodejuarez.com.mx/policiaca/accidentes-viales-fugas-de-agua-y-gas-intoxicaciones-y-explosiones-atendio-bomberos-noticias-de-ciudad-juarez-4729396.html</a></p>
Explosión de Ducto de gas natural	Ruptura de tubería provocada por trabajadores.	<p>28/12/2019, a las 07:45 horas en la colonia Unidad Obrera, Reynosa, Tamaulipas, empleados del municipio se encontraba realizando perforaciones para la creación de un tren pluvial accidentalmente golpearon un ducto de Gas Natural de 12 pulgadas propiedad de CENAGAS S.A de C.V. que suministra a las maquiladoras del poniente de la ciudad, el cual fugó y explotó.</p> <p>Protección Civil municipal y de la Secretaría de la</p>


**Tabla I-8. Accidentes ocurridos en ductos terrestres de Gas Natural**

Tipo de evento	Causas	Ubicación y consecuencias
		<p>Defensa Nacional (Sedena), desalojaron a 80 personas.                      Se acordonó un kilómetro a la redonda.                      Se desalojó una estación de carburación.                      Se suspendió el servicio de electricidad en las colonias 16 de septiembre Unidad Obrera.                      Se cerró en ambos sentidos el bulevar Luis Donald Colosio.</p> <p><a href="https://www.excelsior.com.mx/nacional/explota-ducto-de-gas-natural-en-reynosa/1355388">https://www.excelsior.com.mx/nacional/explota-ducto-de-gas-natural-en-reynosa/1355388</a></p>
Fuga y explosión en gasoducto de gas Natural	Deslizamiento de tierra	<p>20/06/2018, Gasoducto de la empresa TGI que transporta gas natural hacia Bogotá, el accidente ocurrió en la vereda Agua Blanca, municipio de Páez, en Boyacá, Colombia, resultó dañado por un deslizamiento de tierra producido por las lluvias ocurridas en la zona.</p> <p>No hubo afectaciones a viviendas ni heridos tras la emergencia, las personas fueron evacuadas.                      Suspensión de suministro de gas natural a los mercados industrial y vehicular en Cundinamarca, Bogotá y Boyacá</p> <p><a href="https://www.elespectador.com/noticias/economia/suspenderan-suministro-de-gas-vehicular-y-para-industrias-en-bogota-cundinamarca-y-boyaca/">https://www.elespectador.com/noticias/economia/suspenderan-suministro-de-gas-vehicular-y-para-industrias-en-bogota-cundinamarca-y-boyaca/</a></p>
Fuga de Gas Natural en Avenida	Máquina de recarpeteo rasga ducto.	<p>01/04/2015, Adolfo Ruiz Cortines, lote baldío en Bonifacio Salinas y calle La Purísima, en la colonia La Luz, Monterrey, una máquina de recarpeteo de la empresa constructora PACCSA rasga el ducto de 4 pulgadas de Gas Natural causando fuga de gas, no hay flamazo.</p> <p>Cierre de comercios.                      Ocorre a 300 metros de distancia de un accidente previo.</p> <p><a href="https://www.milenio.com/estados/trabajadores-rompen-tuberia-de-gas-natural">https://www.milenio.com/estados/trabajadores-rompen-tuberia-de-gas-natural</a></p>
Fuga de Gas Natural en Avenida	Máquina de recarpeteo rasga ducto.	<p>07/04/2015, Adolfo Ruiz Cortines, en circulación de oriente a poniente, entre Bonifacio Salinas y Las Américas, Monterrey, una máquina de recarpeteo de la empresa constructora PACCSA rasga el ducto de 4 pulgadas de Gas Natural, las chispas del escape provocaron el flamazo</p> <p>La estabilizadora de suelos es una máquina que su</p>

**Tabla I-8. Accidentes ocurridos en ductos terrestres de Gas Natural**

Tipo de evento	Causas	Ubicación y consecuencias
		<p>máxima profundidad es a 53 centímetros.</p> <p>Mueren 3 trabajadores de la empresa PACCSA La NOM 003 establece que la profundidad mínima para instalar tubería es de 45 centímetros. Aunque dijo que la infraestructura estaba a 50 centímetros, el peritaje oficial demostró que se encontraba a 47 centímetros</p> <p><a href="https://www.milenio.com/policia/maquina-paccca-ocasiono-explosion-ruiz-cortines-pgjn1">https://www.milenio.com/policia/maquina-paccca-ocasiono-explosion-ruiz-cortines-pgjn1</a></p>
<p>Fuga e Incendio de Gas Natural (Distribución).</p>	<p>Fuga de agua que provoca movimiento de tierra y ruptura de tubería de gas natural.</p>	<p>8/ 08/ 2014, Predio en Construcción ubicado en Avenida Lázaro Cárdenas, Sector Valle Oriente, San Pedro Nuevo León.</p> <p>Una fuga de agua provocó el debilitamiento y colapso de un muro de contención, rompió una tubería de Gas Natural Fenosa, la caída de un poste provocó chispa e incendio.</p> <p>No hay lesionados Se desalojaron 200 personas de las oficinas, un hotel y negocios cercanos. La atención fue dada por el cuerpo de bomberos, protección civil, CFE y Gas Natural. Cierre de circulación en carriles de la Avenida Lázaro Cárdenas El incendio se controló después de 4 horas.</p>  <p><a href="https://www.youtube.com/watch?v=7T7TkqT--z4">https://www.youtube.com/watch?v=7T7TkqT--z4</a></p>

**Tabla I-8. Accidentes ocurridos en ductos terrestres de Gas Natural**

Tipo de evento	Causas	Ubicación y consecuencias
<p>Accidente carretero, fuga e Incendio de Gas Natural</p>	<p>Vehículo cisterna circulaba por una carretera de gran tránsito vehicular, procedente de Cartagena (Murcia) que transportaba una carga de 46.000 litros (21.589 kg.) de Gas Natural Licuado con dirección Fonelas (Granada) sufrió un accidente carretero.</p>	<p>20/10/2011. ubicada en Zarzalico, término municipal de Lorca (Murcia), España</p> <p>Sobre las 8:00 horas, un camión que transportaba dos grandes placas de hormigón prefabricado se detuvo por avería en el lateral de la autopista, invadiendo parcialmente el carril derecho, veinte minutos después, el camión cisterna colisionó con la parte posterior de la plataforma, inmediatamente se incendió, los bomberos acudieron al lugar, se acordó un radio de 600 metros y se cortó el tráfico, se evacuó una gasolinera cercana y un restaurante, sin embargo, ocurrió la explosión del contenedor.</p> <p>Muerte del conductor  Destrucción de las unidades  Desalojo de gasolinería y restaurante cercanos  Cierre de autopista.</p>  <p><a href="#">Articulo2.pdf</a>  <a href="https://diarioanticipos.com/2020/12/02/un-medidor-que-se-prendio-fuego-fue-apagado-por-los-bomberos/">https://diarioanticipos.com/2020/12/02/un-medidor-que-se-prendio-fuego-fue-apagado-por-los-bomberos/</a>  <a href="https://www.elmundo.es/elmundo/2006/07/27/espana/1153985755.html">https://www.elmundo.es/elmundo/2006/07/27/espana/1153985755.html</a></p>

Los riesgos asociados al proceso de perforación e hincado de tuberías, se indican en la tabla siguiente:

**Tabla I-9. Riesgos asociados al proceso de perforación e hincado de tuberías**

<ul style="list-style-type: none"> <li>● Riesgos más frecuentes <ul style="list-style-type: none"> <li>- Enterramientos debidos a desprendimientos y/o deslizamientos de tierras y/o rocas.</li> <li>- Desprendimientos y proyecciones.</li> <li>- Caídas de personas al mismo y a distinto nivel.</li> <li>- Golpes de o contra objetos.</li> <li>- Vuelcos de vehículos y máquinas.</li> <li>- Atropellos y colisiones.</li> <li>- Explosiones e incendios.</li> <li>- Atrapamientos.</li> </ul> </li> </ul>
--

**Tabla I-9. Riesgos asociados al proceso de perforación e hincado de tuberías**

<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ruido.</li> <li>- Polvo.</li> <li>- Emanaciones de gases.</li> <li>- Emanaciones de aguas, debido al nivel freático, con el consiguiente riesgo de desprendimientos y/o deslizamientos de tierras, exceso de humedad, etc.</li> <li>- Asfixia por defecto de ventilación (para respiración).</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>● En extracción de tierras, transporte y vertido / En acabados</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Caídas de personas al mismo y a distinto nivel.</li> <li>- Atrapamientos.</li> <li>- Golpes de o contra objetos.</li> <li>- Atropellos y colisiones.</li> <li>- Caída de material.</li> <li>- Polvo.</li> <li>- Sobreesfuerzos, esguinces, etc.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>● Eléctricos (soldadura)</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Interferencias con líneas eléctricas (aunque inicialmente no se prevén).</li> <li>- Influencia de cargas electromagnéticas debidas a emisoras o líneas de alta tensión.</li> <li>- Tormentas.</li> <li>- Corrientes erráticas.</li> <li>- Electricidad estática.</li> <li>- Derivados de deficiencias en máquinas o instalaciones.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>● De incendios</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>- En almacenes, vehículos, máquinas, encofrados, etc.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>● Riesgos de Daños a Terceros</li> </ul> <p>Los riesgos de daños a terceros en la ejecución de la obra pueden venir producidos por la circulación de terceras personas ajenas a la misma una vez iniciados los trabajos.</p> <p>Por ello, se considera zona de trabajo aquella donde se desenvuelven las maquinas, vehículos y operarios trabajando; y zona de peligro una franja de 5 metros alrededor de la primera.</p> <p>Se impedirá el acceso de personas ajenas a la obra. Si existiesen antiguos caminos se protegerán por medio de vallas autónomas metálicas. En el resto del límite de la zona de peligro, por medio de cintas de balizamiento reflectante.</p> <p>Los riesgos de daños a terceros, por tanto, pueden ser:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Caída del mismo nivel.</li> <li>- Caída de objetos y materiales.</li> <li>- Atropello.</li> <li>- Polvo y ruido.</li> </ul>

## 1.4.2. Identificación de peligros y de escenarios de riesgo

### 1.4.2.1. Justificación técnica de la metodología de riesgos empleada

A fin de identificar los potenciales peligros y/o riesgos asociados con el **Proyecto Gasoducto Howard – CMG** consideraremos los equipos, procesos constructivos, herramientas, y la sustancias que se manejan para llevar a cabo la distribución de gas natural revisando los puntos en los que se considera se pueda presentar una liberación de sustancia o la potencial ocurrencia de incidentes que puedan generar escenarios de riesgo en: maquinaria o equipos, procesos, operaciones, instalaciones, equipos de seguridad, etc.

Para el tipo de instalación que nos ocupa realizaremos la identificación de riesgos potenciales por procesos, operaciones, equipos y sustancias que se manejan en el **Proyecto Gasoducto Howard – CMG**.

Los riesgos pueden ser generados por su ubicación, operación, falla del equipo o mantenimiento.

**Tabla I-10. Identificación de riesgos asociados a sustancias y materiales peligrosos**

Sustancias y materiales peligrosos	Incendio	Explosión	Derrame	Inflamabilidad, Nube tóxica o asfixiante
Gas natural (interconexión con el gasoducto existente)	√	√	X	√

√: Existe la posibilidad de riesgo; X: No existe posibilidad de riesgo.

Los riesgos están asociados a la liberación del combustible líquidos forma continua o masiva, dando paso a la formación de incendio y/o atmósferas flamables pudiendo llegar a generar una explosión.

Los riesgos están asociados a la liberación de gas de forma continua o súbita, por potenciales fallas durante la operación.

El manejo de Sustancias clasificadas como peligrosas en general presentan características que pueden desarrollar sucesos no deseados por su transporte y almacenamiento, los sucesos iniciadores, propagación, mitigación y medidas de prevención generales pueden ser (Información adaptada del libro “BATTELLE COLUMBUS DIVISION-AICHE/CCPS”: Guidelines for Hazard Evaluation Procedures, American Institute of Chemical Engineers. Nueva York (1985)” y tomada del libro “Análisis y reducción de riesgos en la industria química, fundación MAPFRE, J.M. Santamaría Ramiro y P.A. Braña Aísa):

Tabla I-11. Identificación de riesgos por manejo de sustancias peligrosas

Características Peligrosas	Sucesos Iniciadores	Circunstancias Propagadoras	Circunstancias Mitigantes	Consecuencias del Accidente
<b>Manejo de cantidades de sustancias peligrosas</b> (materiales inflamables, combustibles, inestables o tóxicos, gases inertizantes materiales a muy alta o baja temperatura, etc.).	<b>Fallos de contención</b> (tuberías, juntas, soldaduras etc.)  <b>Errores humanos</b> (Operación mantenimiento, revisiones).  <b>Pérdida de servicios Agentes de externos</b> (Inundaciones, terremotos, tormentas, vientos fuertes, impactos, sabotajes, etc.).  <b>Errores de método o información.</b>	<b>Fallos de contención</b> (Tuberías, recipientes, tanques juntas, fuelles, entrada o salida de venteo, etc.).  <b>Ignición, explosión.</b> - Errores del operador (Comisión, omisión, diagnóstico, toma de decisiones). - Agentes externos. - Errores de método o de información	<b>Respuestas de control, respuestas de los operadores.</b>  <b>Operaciones de emergencia</b> (alarmas, procedimientos de Emergencia, equipos de protección personal, evaluación, etc.).  <b>Agentes externos.</b>  <b>Flujo adecuado de información</b>	- Fuegos - Explosiones - Impactos - Dispersión de materiales tóxicos.

**1.4.2.2. Selección de técnica de identificación de riesgos**

La selección de la metodología para la identificación de riesgos se basó en la guía sugerida por el Centro de Seguridad en Procesos Químicos (CCPs) del Instituto Americano de Ingenieros Químicos (AIChE) publicada bajo el título de Guidelines for Hazard Evaluation Procedures, segunda edición con ejemplos desarrollados, 1995.

También se consideró el procedimiento *DG-SASIPA-SI-02741 Rev. 3 "Guía para Realizar Análisis De Riesgos"* que señala que la identificación de riesgos se puede llevar a cabo mediante las siguientes metodologías de acuerdo a criterios que se indican en la siguiente tabla:

Tabla I-12. Típico de las metodologías de acuerdo a la etapa del Proyecto

Etapa de desarrollo del Proyecto	Método de análisis de riesgos							
	Lista de verificación	¿Qué pasa si?	¿Qué pasa si? / Lista de verificación	FME A	HAZOP	AAE	AAF	AC
Investigación y desarrollo		✓	✓					
Diseño conceptual	✓	✓	✓					
Operación	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Ingeniería de	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Tabla I-12. Típico de las metodologías de acuerdo a la etapa del Proyecto

Método de análisis de riesgos								
Etapa de desarrollo del Proyecto	Lista de verificación	¿Qué pasa si?	¿Qué pasa si? / Lista de verificación	FMEA	HAZOP	AAE	AAF	AC
detalle								
Construcción y arranque	✓	✓	✓		✓			
Operación rutinaria	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Expansión o modificación	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Desmantelamiento	✓	✓	✓					
Investigación de accidentes	✓			✓	✓	✓	✓	✓

**FMEA:** Failure Mode and Effect Analysis (AMEF: Análisis de modos de fallas y efectos), **HAZOP:** Hazard and Operability Analysis (Análisis de peligros y Operabilidad); **AAE:** Análisis de Árbol de eventos; **AAF:** Análisis de Árbol de Fallas; **AC:** Análisis de Consecuencias.

Con base a los criterios antes mencionados y el tipo de operaciones que se llevan a cabo aplicaremos la metodología **¿Qué pasa sí...?** considerando que es la técnica adecuada para la identificación, evaluación y jerarquización de Riesgos Potenciales que podría presentar el **Proyecto Gasoducto Howard – CMG**.

#### 1.4.2.2.1. Metodología ¿Qué pasa sí?

La técnica ¿Qué pasa sí? es un enfoque en el que un grupo de personas (equipo multidisciplinario) con experiencia y familiaridad con el proceso en cuestión, hacen preguntas y comparten sus preocupaciones acerca del potencial de eventos no deseados. Esta técnica no es tan estructurada como el Hazop y FMEA, y requiere que el analista adapte el concepto básico del análisis a la aplicación específica. A pesar de que existe muy poca información acerca de la técnica ¿Qué pasa sí? o de sus aplicaciones, esta se utiliza frecuentemente en la industria del proceso de hidrocarburos en casi todas las etapas de la vida del proceso y ofrece muy buenos resultados.

El concepto de la técnica ¿Qué pasa sí? promueve tormentas de ideas que animan al equipo a pensar en preguntas del tipo ¿Qué pasa sí?. Es decir, esta técnica promueve las tormentas de ideas acerca de escenarios hipotéticos con el potencial de causar consecuencias de interés eventos no deseados con impactos negativos). Sin embargo, cualquier preocupación acerca de la seguridad del proceso puede ser compartida con el equipo de análisis, aunque quizá esta no esté estructurada en forma de una pregunta.

El propósito de esta técnica es identificar y evaluar los peligros inherentes durante la descarga de Gasolinas y Diésel que es desde la conexión con el Carro-tanque hasta la entrada a la bomba que envía producto a la sección de medición y llenado y en donde la presión de operación es la atmosférica, las situaciones peligrosas (es decir, aquellas que involucran al ser humano), o los eventos específicos de accidentes con el potencial de causar consecuencias no deseadas. El equipo de análisis de riesgos en los procesos identifica situaciones potenciales de accidentes, sus consecuencias y las salvaguardas, para luego

sugerir las alternativas para la reducción de riesgo. La técnica ¿Qué pasa sí?, puede involucrar el análisis de las desviaciones posibles del diseño, construcción, modificación u operación; además requiere un entendimiento básico de la intención del proceso, así como la habilidad de combinar las desviaciones con el potencial de causar un accidente. Este puede ser un procedimiento poderoso si los miembros del equipo son realmente experimentados, de lo contrario, los resultados tenderán a ser incompletos, debido a su esencia no estructurada.

En la Figura I-26 se muestra el diagrama de flujo típico para la aplicación de la metodología ¿Qué pasa sí?.

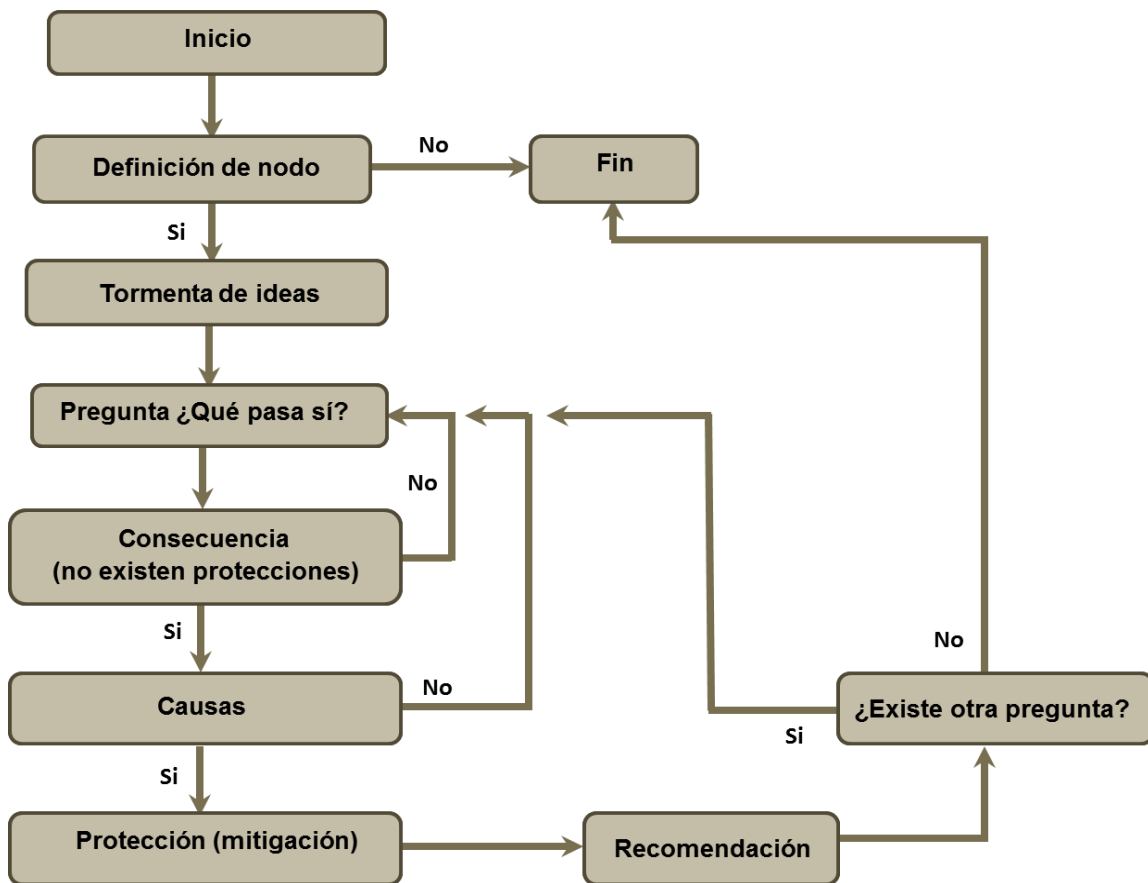


Figura I-26. Diagrama de flujo para aplicación de Metodología ¿Qué pasa sí?

#### 1.4.2.2.2. Desarrollo y resultados de la o las metodologías de riesgos

La identificación de riesgos, normalmente requiere que se lleven a cabo actividades preliminares, previo al desarrollo de las sesiones multidisciplinarias, que en términos generales consistieron en lo siguiente:

Actividades preliminares: consideran la revisión de la información, características de la instalación, filosofía de operación, procesos y equipos involucrados, revisión de los planos de trazo y perfil, planta general, elaboración de los formatos que se utilizarán en las sesiones multidisciplinarias, definición de nodo a analizar; normalmente dichas actividades están a cargo del secretario y líder de la metodología.

Desarrollo del ¿Qué pasa sí?: esta es la parte más importante del Proceso de Identificación de Peligros, en la cual debe interactuar el grupo multidisciplinario, para considerar las desviaciones al proceso que pudiesen ocurrir en el nodo en particular que estaba siendo analizado, listando las causas probables, sus consecuencias, las salvaguardas para el control del proceso, tanto operativo como administrativo y los aspectos de mantenimiento que ayudan a la seguridad de la operación. En aquellos casos en los cuales, fue necesario de acuerdo con el grupo multidisciplinario, alguna consideración para mitigar o eliminar el riesgo identificado, se asentó la recomendación correspondiente y el área responsable de su atención. El líder de la Metodología dirige las sesiones y el secretario anota los resultados generados por el grupo multidisciplinario.

Concluidas las actividades anteriores corresponde al líder y secretario, la elaboración del reporte del análisis de riesgos, en donde se deben presentar los resultados derivados de la identificación de riesgos.

Actividades preliminares

Para la realización del presente Análisis de Riesgo se utilizó la información que se indica en la Tabla I-13, misma que fue revisada y analizada por el equipo de trabajo, para conocer las características del proceso y desarrollar las actividades previas al inicio de las sesiones multidisciplinarias, tales como la selección e identificación del nodo.

**Tabla I-13. Información utilizada para la identificación de riesgos del Proyecto Gasoducto Howard – CMG**

No	Documento
1.	MEMORIA TÉCNICA DESCRIPTIVA DE LAS INSTALACIONES NECESARIAS A CONSTRUIR PARA REALIZAR LA INTERCONEXIÓN AL DUCTO DE TRANSPORTE [REDACTED] DESDE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN DE CMG HACIA EL DUCTO DE 8" DONDE SE INTERCONECTA AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN [REDACTED] PROPIEDAD DE COMPAÑÍA MEXICANA DE GAS A TRAVÉS DE UNA TUBERÍA DE 12" Ø API 5L X42 CED .406 DE 760 M DE LARGO Y 8" Ø API 5L X42 CED .375" DE 1714 M.
2.	PLANO DEL PROYECTO GEOMÉTRICO CALLE LATERAL PARA ACCESO A PREDIO EN EL KM 32+606 DE LA AUTOPISTA MONTERREY-NUEVO LAREDO <span style="color: red;">COORDENADAS DEL</span>
3.	PLANO HOWARD - CMG CARRETERA LAREDO CMG CIÉNEGA DE FLORES LAYOUT 01 <span style="color: red;">PROYECTO, ART. 113</span>
4.	PLANO HOWARD - CMG CARRETERA LAREDO CMG CIÉNEGA DE FLORES LAYOUT 02 <span style="color: red;">FRACCIÓN I DE LA LGTAIP</span>
5.	PLANO HOWARD - CMG CARRETERA LAREDO CMG CIÉNEGA DE FLORES LAYOUT 03 <span style="color: red;">Y 110 FRACCIÓN I DE LA</span>
6.	PLANO HOWARD - CMG CARRETERA LAREDO CMG CIÉNEGA DE FLORES LAYOUT 04 <span style="color: red;">LFTAIP.</span>
7.	ACUSE DE RECIBO DE PROYECTO PE-SCT-01/CMG.02.2021
8.	ACUSE DE RECIBO DE PROYECTO IM-SCT-01/CMG.02.2021
9.	MEMORIA Y PLANO DEL PROYECTO PE-SCT-01/CMG.02.2021 CRUCE SUBTERRÁNEO CON MÉTODO DE HINCADO DE GASODUCTO QUE REFORZARA PRESIONES EN ZONA INDUSTRIAL NORTE CON TUBO

**Tabla I-13. Información utilizada para la identificación de riesgos del Proyecto Gasoducto Howard – CMG**

No	Documento
	CONDUCTOR 12"Ø ACERO EN CAMISA DE PROTECCIÓN DE 18"Ø AC QUE CRUZA BAJO AUTOPISTA 85D MONTERREY-NUEVO LAREDO A LA ALTURA DE SU KM.32+686.00 SCT, MUNICIPIO DE CIÉNEGA DE FLORES, NUEVO LEÓN.
10	MEMORIA Y PLANOS CMG.02.2021 IM-SCT-01, IM-SCT-02, IM-SCT-03 Y IM-SCT-04 DEL PROYECTO IM-SCT-01/ CMG.02.2021 DE INSTALACIÓN MARGINAL DE GASODUCTO DE 8" Ø DE ACERO EN DDV DE AUTOPISTA 85D MONTERREY – NUEVO LAREDO DESDE EL KM.30+976.00 AL KM.32+696.00 MUNICIPIO DE CIÉNEGA DE FLORES, N.L.

En la Tabla I-14 se indica el nodo único considerado para el presente análisis de riesgos.

**Tabla I-14. Nodo 1 (único) para el ¿Qué pasas sí? del Proyecto Gasoducto Howard – CMG**

No	Equipo o sistema	Intención de diseño	Planos
1.	<ul style="list-style-type: none"> <li>ER-600 0.406" [REDACTED] 5L CED</li> <li>Ducto de 12" Ø API 5L X42 CED .375" de 716 m, que cruzará la autopista Monterrey-Nuevo Laredo 85D en el cadenamiento Km 32+606 mediante el método de hincado con encamisado de 18" de 80 ml</li> <li>Ducto de 8" Ø API 5L X42 CED .406" de 1714 m, con interconexión a ducto existente en coordenada [REDACTED] y dos registros de válvulas de un área de 5 m2 cada uno.</li> </ul> <p>COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCIÓN I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I DE LA LFTAIP.</p>	<p>El proyecto consiste en la interconexión de 12" API 5L CED 0.406" con un nuevo City Gate "ER-6000" a instalarse en predio de Midstream de México, el ducto con una profundidad de 2 m al lomo de tubo saldrá de la estación de regulación con trayectoria en dirección suroeste y un flujo de 18700 m<sup>3</sup>/h a una presión de 17 kg/cm<sup>2</sup> (241 psi) bajo condiciones actuales máximas y con planeación de crecimiento de 50,000 m<sup>3</sup>/h y una presión máxima de 21 kg/cm<sup>2</sup>; llegando perpendicularmente al camellón central de la vialidad del parque Industrial CLISA girando en dirección sureste – noroeste; el primer tramo será de 75 m, el cruce del derecho de vía DDM que aloja un ducto de Transporte de 30" y 1000 psi de presión será a una profundidad de 4 m por un largo de 40 m, volverá a una profundidad de 2 m durante 540 m hasta llegar al DDV de la autopista 85D Monterrey – Nuevo Laredo en el cadenamiento Km 32+606; en esta zona se planea cruzar mediante el método de Hincado a una profundidad de 3.5 m por 80 m lineales de ancho del DDV, se colocara un encamisado de 18" con ventilas convencionales y al final del encamisado se instalara un registro para alojar una válvula de 12" para después de la válvula colocar una reducción concéntrica de 12" a 8" SCH40, a partir de este punto el ducto se mantendrá a una profundidad de 2 m y por 1714 m de longitud dentro de una franja en dirección suroeste del DDV de la SCT de la autopista Monterrey – Nuevo Laredo, como ocupación marginal hasta llegar al ducto de 8" existente, donde se construirá un registro que alojara la válvula de 8" de interconexión</p>	<p>PLANO DEL PROYECTO GEOMÉTRICO CALLE LATERAL PARA ACCESO A PREDIO EN EL KM 32+606 DE LA AUTOPISTA MONTERREY-NUEVO LAREDO</p> <p>PLANO HOWARD - CMG CARRETERA LAREDO CMG CIÉNEGA DE FLORES LAYOUT 01</p> <p>PLANO HOWARD - CMG CARRETERA LAREDO CMG CIÉNEGA DE FLORES LAYOUT 02</p> <p>PLANO HOWARD - CMG CARRETERA LAREDO CMG CIÉNEGA DE FLORES LAYOUT 03</p> <p>PLANO HOWARD - CMG CARRETERA LAREDO CMG CIÉNEGA DE FLORES LAYOUT 04</p>

En el **Anexo I-2**, se incluyen los planos utilizados en la identificación de peligros del presente análisis de riesgo.

Derivado de la inducción a las metodologías **¿Qué pasa sí...?** el grupo consideró los siguientes supuestos para el caso de la aplicación de **¿Qué pasa sí...?** para el **Proyecto Gasoducto Howard – CMG**:

<b>Supuestos ¿Qué pasa sí? para el Proyecto Gasoducto Howard – CMG</b>	
1.1	¿Qué pasa si existe descontrol en la perforación del pozo piloto (pozo guía)?
1.2	¿Qué pasa si existe colapso de pozo durante el ensanchamiento?
1.3	¿Qué pasa si existen fallas durante el jalado de tubería (lingada)?
1.4	¿Qué pasa si existe daño (golpe externo) a ducto existente de 8" Ø CMG?
1.5	¿Qué pasa si falla la interconexión con ERM nueva?
1.6	¿Qué pasa si falla la instalación de las válvulas de seccionamiento?
1.7	¿Qué pasa si se daña el sistema de protección anticorrosiva del ducto?
1.8	¿Qué pasa sí se acumula agua en la zanja?
1.9	¿Qué pasa sí la carpeta asfáltica (vialidades) sobre los cruces subterráneos se sobrecargan?
1.10	¿Qué pasa sí ocurre un accidente en las vialidades durante la fase de construcción?
1.11	¿Qué pasa sí la tubería se daña durante la instalación (Soldadura, Hincado, Limpieza, pruebas)?
1.12	¿Qué pasa sí existe corrosión?
1.13	¿Qué pasa sí existe falla en la operación del tanque de odorización?
1.14	¿Qué pasa sí existe fuga de gas por instalación deficiente en las uniones por termo fusión, coples, válvula, etc. (tubería de polietileno de mediana densidad)?
1.15	¿Qué pasa sí se tiene Golpe externo en ducto / ERM /Válvulas de corte? (Trascavo, grúa, automóvil, Patín de Plataformas, Tornado, fuerzas externas, etc.)?

Las hojas de trabajo del desarrollo de la metodología ¿Qué pasa sí? se incluyen en el **Anexo I.4.**

### **I.4.3. Evaluación y jerarquización de escenarios de riesgo**

Durante la aplicación de las metodologías de identificación de riesgos se elaboró de forma simultánea el proceso de jerarquización de los eventos identificados, con objeto de seleccionar los postulados finales sobre los que se proseguirá el Análisis de Consecuencias, así como para definir aquellos que, estando en una situación de riesgo intermedia, deben ser cuestionados sobre la justificación o no de la implementación de las recomendaciones.

#### **1.4.3.1 Matriz de jerarquización de riesgos**

Para la jerarquización de los escenarios de riesgo, se empleó la Matriz de Riesgos, la cual permite categorizar los eventos que pueden presentarse, asignando un índice de frecuencia y un índice de severidad, tomando al producto de los dos factores para llegar a un índice de riesgo individual.

Para la ponderación de riesgos se utilizaron las categorías de consecuencia y de frecuencia listadas en las Guías técnicas para realizar Análisis de Riesgos de proceso, 800-16400-DCO-GT-75, Ago./2012, Rev. 1, ya que pertenecen al sector hidrocarburos, mismas que se indican en las

Tablas siguientes.

**Tabla I-15. Categorías de frecuencia para aplicación en PEMEX**

Clasificación	Tipo	Descripción de la frecuencia de ocurrencia
6	Muy frecuente	Ocurre una o más veces por año
5	Frecuente	Ocurre una vez en un período entre 1 y 3 años
4	Poco frecuente	Ocurre una vez en un período entre 3 y 5 años
3	Raro	Ocurre una vez en un período entre 5 y 10 años
2	Muy raro	Ocurre solamente una vez en la vida útil de la planta
1	Extremadamente raro	Evento que es posible que ocurra, pero que a la fecha no existe ningún registro

**Tabla I-16. Categorías de consecuencia para aplicación en PEMEX**

Categoría	Daños al personal	Efectos en la población	Impacto Ambiental	Pérdida de producción (MM USD)	Daños a la instalación (MM USD)	Daños a bienes de terceros o de la Nación (MM USD)
6	Heridas o daños físicos que pueden resultar en más de 15 fatalidades	Heridas o daños físicos que pueden resultar en más de 100 fatalidades	Fuga o derrame externo que no se puede controlar en una semana	Mayor de 50	Mayor de 50	Mayor de 50
5	Heridas o daños físicos que pueden resultar de 4 a 15 fatalidades	Heridas o daños físicos que pueden resultar de 15 a 100 fatalidades	Fuga o derrame externo que se puede controlar en una semana	De 15 a 50	De 15 a 50	De 15 a 50
4	Heridas o daños físicos que pueden resultar en hasta 3 fatalidades	Heridas o daños físicos que pueden resultar de 4 a 15 fatalidades	Fuga o derrame externo que se puede controlar en un día	De 5 a 15	De 5 a 15	De 5 a 15
3	Heridas o daños físicos que generan incapacidad médica	Heridas o daños físicos que pueden resultar en hasta 3 fatalidades. Evento que requiere hospitalización en gran escala	Fuga o derrame externo que se puede controlar en algunas horas	De 0.500 a 5	De 0.500 a 5	De 0.500 a 5
2	Heridas o daños físicos reportables y/o que se atienden con primeros auxilios	Heridas o daños físicos reportables y/o que se atienden con primeros auxilios. Evento que requiere de evacuación. Ruidos, olores e impacto visual que	Fuga o derrame externo que se puede controlar en menos de una hora (incluyendo el tiempo para detectar)	De 0.250 a 0.500	De 0.250 a 0.500	De 0.250 a 0.500

Tabla I-16. Categorías de consecuencia para aplicación en PEMEX

Categoría	Daños al personal	Efectos en la población	Impacto Ambiental	Pérdida de producción (MM USD)	Daños a la instalación (MM USD)	Daños a bienes de terceros o de la Nación (MM USD)
		se pueden detectar				
1	No se esperan heridas o daños físicos	No se esperan heridas o daños físicos. Ruidos, olores e impacto visual imperceptibles	No hay fuga o derrame externo	Hasta 0.250	Hasta 0.250	Hasta 0.250

Para este estudio, las matrices de riesgo utilizadas se indican a continuación, en la cual se muestran las diferentes categorías de consecuencias para daños al personal, a la población, impacto ambiental, pérdida de producción, daño a la instalación y daño a bienes a terceros o de la Nación. La matriz identifica de acuerdo a su color, el tipo de riesgo de cada uno de los escenarios.

Matrices de riesgo

(personal, población, impacto ambiental, instalación/producción/bienes a terceros/bienes de la Nación)

Matriz de consecuencias por Daños al personal							
		CONSECUENCIAS					
		1	2	3	4	5	6
FRECUENCIA	6	C	B	A	A	A	A
	5	C	B	B	A	A	A
	4	C	C	B	A	A	A
	3	C	C	B	A	A	A
	2	C	C	C	B	B	A
	1	C	C	C	C	B	B

Matriz de consecuencias por Daños a la población							
		CONSECUENCIAS					
		1	2	3	4	5	6
FRECUENCIA	6	C	B	A	A	A	A
	5	C	B	A	A	A	A
	4	C	B	A	A	A	A
	3	C	B	A	A	A	A
	2	C	B	A	A	A	A
	1	C	C	B	A	A	A

Matriz de consecuencias por Impacto Ambiental							
		CONSECUENCIAS					
		1	2	3	4	5	6
FRECUENCIA	6	C	B	A	A	A	A
	5	C	B	B	A	A	A
	4	C	B	B	B	A	A
	3	C	C	C	B	A	A
	2	C	C	C	C	B	A
	1	C	C	C	C	C	B

Matriz de consecuencias por Daños a la instalación/producción/bienes de terceros/bienes de la Nación							
		CONSECUENCIAS					
		1	2	3	4	5	6
FRECUENCIA	6	B	B	A	A	A	A
	5	C	B	B	A	A	A
	4	C	C	B	B	A	A
	3	C	C	C	B	B	A
	2	C	C	C	C	B	A
	1	C	C	C	C	C	B

Región de Riesgo	Descripción
No Tolerable "A"	Los riesgos de este tipo deben provocar acciones inmediatas para implantar las recomendaciones generadas en el análisis de riesgos. El costo no debe ser una limitación y el hacer nada no es una opción aceptable. Estos riesgos representan situaciones de emergencia y deben establecerse Controles Temporales Inmediatos. Las acciones deben reducirlos a una región de Riesgo ALARP y en el mejor de los casos, hasta riesgo tolerable.
ALARP "B" (As Low As Reasonably Practicable - Tan bajo como sea razonablemente práctico)	Los riesgos que se ubiquen en esta región deben estudiarse a detalle mediante análisis de tipo costo-beneficio para que pueda tomarse una decisión en cuanto a que se tolere el riesgo o se implanten recomendaciones que permitan reducirlos a la región de riesgo tolerable.
Tolerable "C"	El riesgo es de bajo impacto y es tolerable, aunque pudieran tomarse acciones para reducirlo. Se debe continuar con las medidas preventivas que permiten mantener estos niveles de riesgo en valores tolerables.

Tomando como base los resultados de la evaluación cualitativa de riesgo (¿Qué pasa sí?) del Proyecto, y considerando los valores de frecuencia de la Tabla I-15, y de consecuencia de la Tabla I-16, el grupo multidisciplinario asignó valores al sistema previamente analizado.

Todo el personal participante, con base a su experiencia, aportó los elementos necesarios para que de manera consensada se fueran estimando los valores que se tomarían para la clasificación por categorías de frecuencias y consecuencias de los accidentes. Primeramente, se ponderaba la frecuencia del escenario, tomando en cuenta las características del evento, las posibles causas y las protecciones existentes. Posteriormente se asignaba la calificación a cada una de las consecuencias de riesgo de interés que podían generarse del escenario de riesgo.

Cabe señalar que los valores de consecuencia asignados con número "1", corresponden a aquellos escenarios de riesgo, cuya consecuencia es mínima o en su caso, no se identificó en la desviación correspondiente, pero dado que no existe un riesgo "cero", se le asignaba el valor más bajo.

Durante la ponderación también se consideraron, las variables económicas principales, tales como los costos para la reparación o reemplazo de equipos, el tiempo que se tarda en volver a arrancar los equipos de telecomunicaciones y los costos asociados con interrupciones de comunicación de los distintos usuarios.

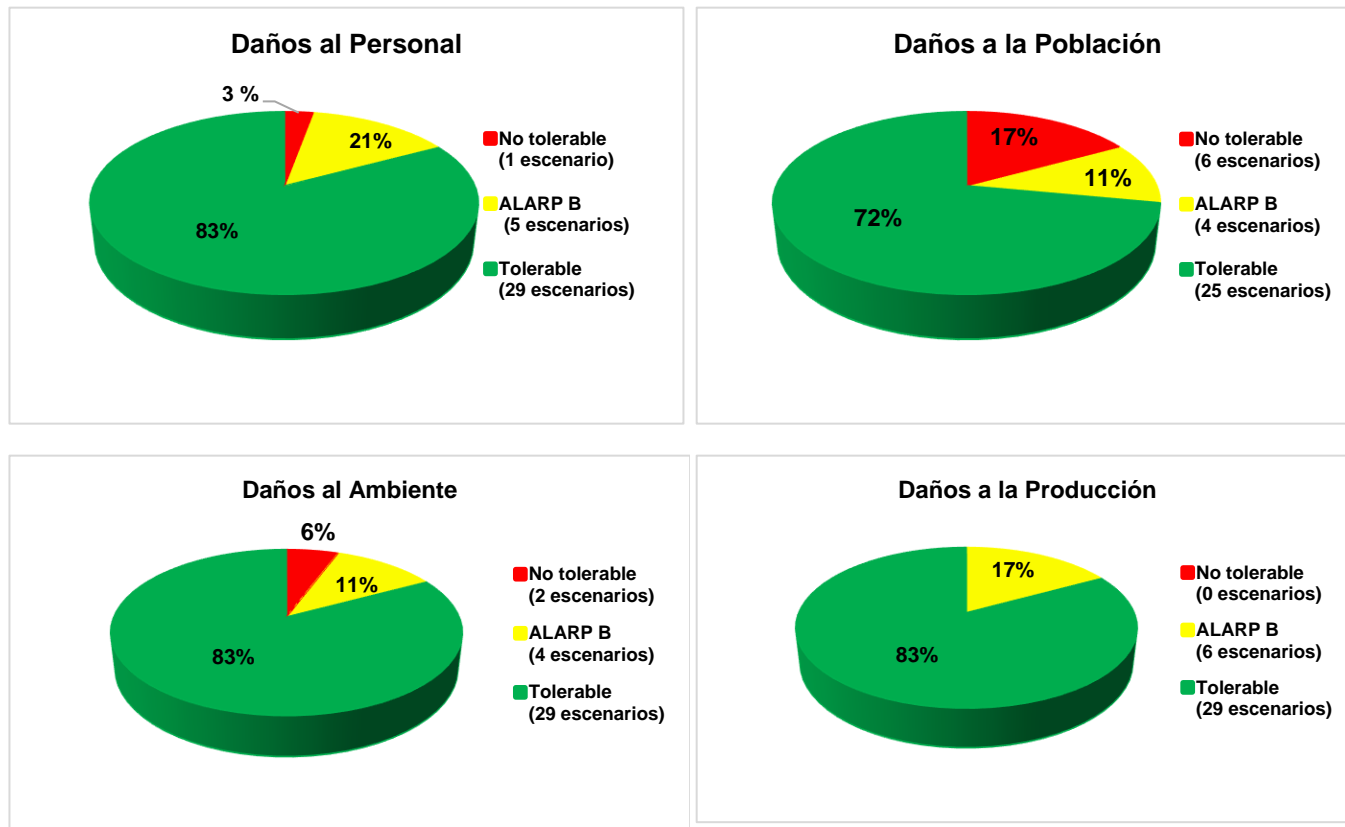
Los valores determinados para la frecuencia y consecuencia de cada escenario, se iban capturando en las casillas correspondientes de las hojas de trabajo de la identificación de riesgos, en cada uno de los nodos del presente análisis de riesgo.

En la Tabla I-15 se muestra de forma condensada los resultados de la jerarquización de riesgos para el **Proyecto Gasoducto Howard – CMG**.

Tabla I-17. Resumen de jerarquización de escenarios de riesgo para el Proyecto Gasoducto Howard – CMG.

Rubro	Región de Riesgo						Total	
	No Tolerable		ALARP		Tolerable			
	A		B		C		Cantidad	%
Cantidad	%	Cantidad	%	Cantidad	%			
Daños al personal	1	3	5	14	29	83	35	100
Daños a la población	6	17	4	11	25	72	35	100
Impacto Ambiental	2	6	4	11	29	83	35	100
Daños a la producción	0	0	6	17	29	83	35	100
Daños a la instalación	1	3	5	14	29	83	35	100
Daños a bienes de terceros	1	3	3	9	31	88	35	100
Daños a bienes de la Nación	1	3	3	9	31	88	35	100

En la Figura I-27 se muestra los gráficos resultantes de la jerarquización de riesgos para el Proyecto Gasoducto Howard – CMG.



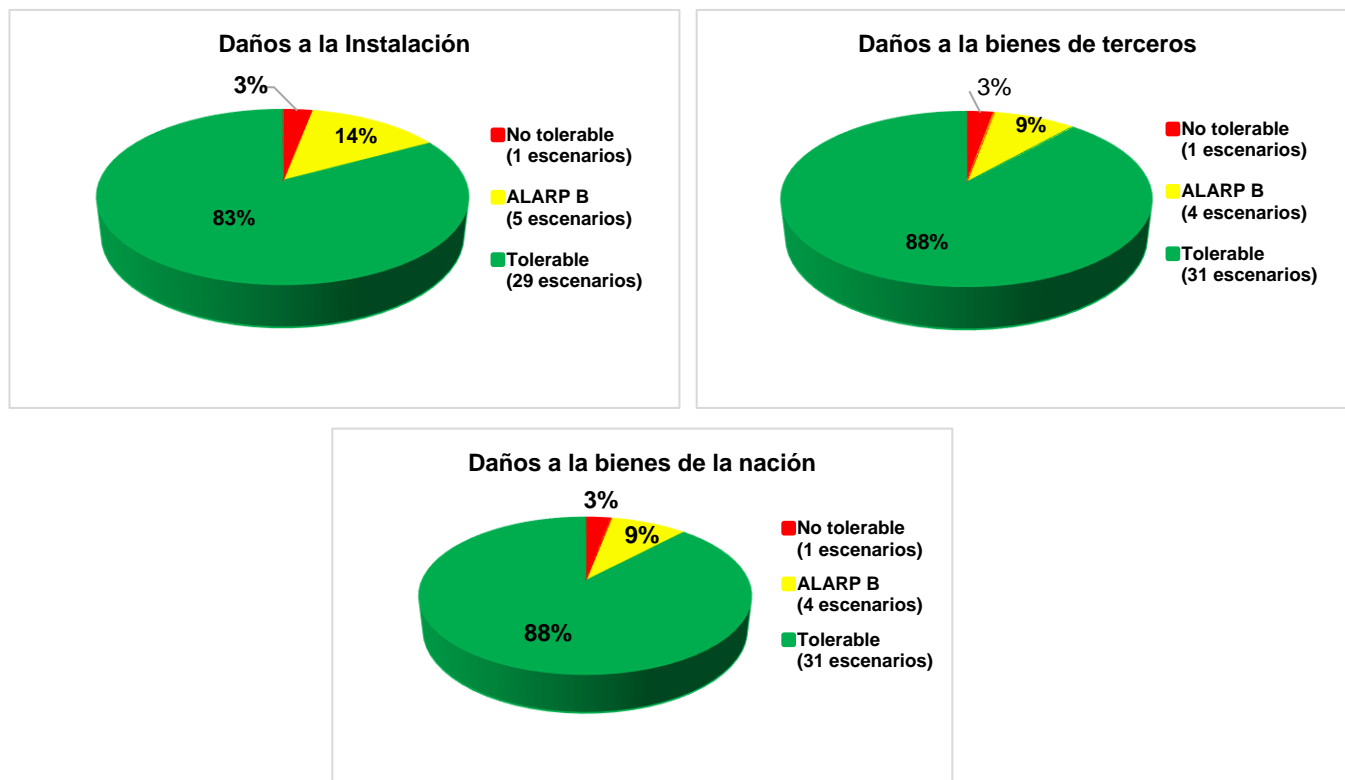


Figura I-27. Gráficos resultantes de la jerarquización de riesgos para el Proyecto Gasoducto Howard – CMG.

De acuerdo a lo presentado en la Tabla I-17, los escenarios de riesgo con interés a simular son los que se sitúan en regiones de riesgo A y B, como se indica a continuación:

Pregunta	Respuesta	Consecuencia	F	Severidad															
				P	R	P	R	A	R	P	R	I	R	B	R	B	R		
4. ¿Qué pasa si existe daño (golpe externo) a ducto existente de 8" Ø CMG?	1. Durante la colocación de la válvula de interconexión	1. Dispersión de nube inflamable 2. Incendio 3. Explosión	3	1	C	1	C	1	C	1	C	1	C	1	C	1	C		
			3	2	C	2	B	3	C	3	C	3	C	1	C	2	C		
			3	3	B	2	B	3	C	4	B	4	B	3	C	4	B		
6. ¿Qué pasa si falla la instalación de las válvulas de seccionamiento?	1. Falla en el apriete de bridas o soldadura de extremos	1. Fuga de Gas Natural en cuerpo de válvula o unión con sistema de tubería	2	3	C	1	C	2	C	2	C	2	C	1	C	1	C		
			2	3	C	3	A	3	C	3	C	3	C	4	C	1	C		
	3. Daño provocado por impacto																		

Pregunta	Respuesta	Consecuencia	F	Severidad															
				P e	R	P o	R	A m	R	P r	R	I n	R	B T	R	B N	R		
7. ¿Qué pasa si se daña el sistema de protección anticorrosiva del ducto?	1. Daño mecánico durante el transporte, descarga y almacenaje o colocación en sitio de la tubería	1. Corrosión localizada en secciones dañadas	3	2	C	2	B	3	C	3	C	3	C	3	C	1	C		
8. ¿Qué pasa si se acumula agua en la zanja?	1. Por ocurrencia de lluvias excepcionales durante la fase de construcción  2. Instalación inadecuada en la zanja (por daño mecánico con equipo de izaje o con material de relleno)  3. Daño mecánico durante el proceso de instalación arrastre de la lingada a través del DDM del Ducto de 30"	1. Se acumula humedad en el interior de la tubería, corrosión	3	1	C	1	C	1	C	3	C	3	C	1	C	1	C		
		2. Posibles derrumbes en la zanja excavada y daños a personal de construcción	3	B	1	C	1	C	3	C	2	C	1	C	1	C			
		2. Difusión/ migración del gas natural por la tierra y su posterior acumulación en un espacio confinado, el cual explota al encontrar una fuente de ignición	3	C	3	A	3	C	4	B	4	B	4	B	1	C			
		3. Pérdida de materiales de relleno o de sus cualidades	1	C	1	C	1	C	1	C	2	C	1	C	1	C			
		4. Posibilidad de daño mecánico a materiales o personal por derrape de vehículo	3	B	1	C	1	C	1	C	1	C	1	C	1	C			

Pregunta	Respuesta	Consecuencia	F	Severidad													
				P e	R	P o	R	A m	R	P r	R	I n	R	B T	R	B N	R
9. ¿Qué pasa si la carpeta asfáltica (vialidades) sobre los cruces subterráneos se sobrecargan?	1. Por tráfico continuo o con acumulación de vehículos pesados sobre el cruce del ducto	1. Daño en ducto (compresión, daño mecánico por rocas) debido a sobrecarga en vialidades en el punto de cruce	3	1	C	1	C	1	C	1	C	3	C	2	C	1	C
	2. Por transporte de equipos pesados	2. Fuga, explosión e incendio	3	2	C	3	A	3	C	3	C	3	C	3	C	1	C
10. ¿Qué pasa si ocurre un accidente en las vialidades durante la fase de construcción?	1. Por lluvia o neblina	1. Daño a personal de construcción	4	3	B	1	C	1	C	1	C	1	C	1	C	1	C
	2. Por descuido de conductores o transportistas	2. Daño a equipos, zanja, instalaciones y materiales del proyecto	2	2	C	2	C	3	B	3	B	3	B	2	C	1	C
12. ¿Qué pasa si existe corrosión?	1. Falla en tubería	1. Fuga de Gas Natural a través de bridas y accesorios (en tuberías de acero)	4	2	C	1	C	2	B	1	C	1	C	1	C	1	C
14. ¿Qué pasa si existe fuga de gas por instalación deficiente en las uniones por termo fusión, coples, válvula, etc. (tubería de polietileno de mediana densidad)?	1. Desgaste / mala instalación / instalación desalineada / curvaturas	1. Difusión/migración del gas natural por la tierra y su posterior acumulación en un espacio confinado, el cual explota al encontrar una fuente de ignición	3	1	C	3	A	4	B	2	C	2	C	2	C	2	C
	2. Relleno deficiente de zanja daña tubería /unión																



Tabla I-18. Distribución de Escenarios de Riesgo para el Proyecto Gasoducto Howard – CMG.

Matriz de consecuencias por Daños al personal						
FRECUENCIA	CONSECUENCIAS					
	1	2	3	4	5	6
6	C 1.15.1	B 1.15.2	A 1.15.3	A	A	A
5	C 1.2.3	B	B	A	A	A
4	C 1.10.2, 1.12.1	C	B 1.10.1	A	A	A
3	C 1.1.1, 1.1.2, 1.2.1, 1.2.4, 1.3.2, 1.3.3, 1.3.4, 1.3.5, 1.4.1, 1.8.1, 1.8.3, 1.9.1, 1.13.1, 1.14.1	C 1.4.2, 1.7.1, 1.9.2	B 1.4.3, 1.7.2, 1.8.2, 1.8.4	A	A	A
2	C 1.1.3, 1.2.2, 1.3.1	C	C 1.6.1, 1.6.2	B	B	A
1	C	C	C	C 1.5.1, 1.11.1	B	B

Matriz de consecuencias por Daños a la población						
FRECUENCIA	CONSECUENCIAS					
	1	2	3	4	5	6
6	C	B 1.15.1	A 1.15.2	A 1.15.3	A	A
5	C 1.2.3	B	A	A	A	A
4	C 1.10.1, 1.12.1	B 1.10.2	A	A	A	A
3	C 1.1.1, 1.1.2, 1.2.1, 1.2.4, 1.3.2, 1.3.3, 1.3.4, 1.3.5, 1.4.1, 1.8.1, 1.8.2, 1.8.3, 1.8.4, 1.9.1, 1.13.1	B 1.4.2, 1.4.3, 1.7.1	A 1.7.2, 1.9.2, 1.14.1	A	A	A
2	C 1.1.3, 1.2.2, 1.3.1, 1.6.1	B	A 1.6.2	A	A	A
1	C	C 1.5.1, 1.11.1	B	A	A	A

Matriz de consecuencias por Impacto Ambiental							
CONSECUENCIAS							
	1	2	3	4	5	6	
FRECUENCIA	6	C	B 1.15.1	A 1.15.2	A 1.15.3	A	A
	5	C 1.2.3	B	B	A	A	A
	4	C 1.10.1	B 1.12.1	B 1.10.2	B	A	A
	3	C 1.1.1, 1.1.2, 1.2.1, 1.2.4, 1.3.2, 1.3.3, 1.3.4, 1.3.5, 1.4.1, 1.8.1, 1.8.2, 1.8.3, 1.8.4, 1.9.1, 1.13.1	C	C 1.4.2, 1.4.3, 1.7.1, 1.7.2, 1.9.2	B 1.14.1	A	A
	2	C 1.1.3, 1.2.2, 1.3.1	C 1.6.1	C 1.6.2	C	B	A
	1	C 1.11.1	C	C	C 1.5.1	C	B

Matriz de consecuencias por Daños a la instalación							
CONSECUENCIAS							
	1	2	3	4	5	6	
FRECUENCIA	6	B 1.15.1	B 1.15.2	A 1.15.3	A	A	A
	5	C 1.2.3	B	B	A	A	A
	4	C 1.10.1, 1.12.1	C	B 1.10.2	B	A	A
	3	C 1.1.1, 1.1.2, 1.2.1, 1.2.4, 1.3.2, 1.3.3, 1.3.4, 1.3.5, 1.4.1, 1.5.4, 1.13.1	C 1.8.2, 1.8.3, 1.14.1	C 1.4.2, 1.7.1, 1.8.1, 1.9.1, 1.9.2	B 1.4.3, 1.7.2	B	A
	2	C 1.1.3, 1.2.2, 1.3.1	C 1.6.1	C 1.6.2	C	B	A
	1	C	C	C	C 1.5.1, 1.11.1	C	B

Matriz de consecuencias por Daños a la producción							
		CONSECUENCIAS					
		1	2	3	4	5	6
FRECUENCIA	6	B 1.15.1	B 1.15.2, 1.15.3	A	A	A	A
	5	C 1.2.3	B	B	A	A	A
	4	C 1.10.1, 1.12.1	C	B 1.10.2	B	A	A
	3	C 1.1.1, 1.1.2, 1.2.1, 1.2.4, 1.3.2, 1.3.3, 1.3.4, 1.3.5, 1.4.1, 1.8.3, 1.8.4, 1.9.1, 1.13.1	C 1.14.1	C 1.4.2, 1.7.1, 1.8.1, 1.8.2, 1.9.2	B 1.4.3, 1.7.2	B	A
	2	C 1.1.3, 1.2.2, 1.3.1	C 1.6.1	C 1.6.2	C	B	A
	1	C	C	C	C 1.5.1, 1.11.1	C	B

Matriz de consecuencias por Daños a Bienes de la Nación							
		CONSECUENCIAS					
		1	2	3	4	5	6
FRECUENCIA	6	B 1.15.1	B	A	A	A	A
	5	C 1.2.3	B	B	A	A	A
	4	C 1.10.1, 1.12.1	C	B	B	A	A
	3	C 1.1.1, 1.1.2, 1.2.1, 1.2.4, 1.3.2, 1.3.3, 1.3.4, 1.3.5, 1.4.1, 1.8.1, 1.8.2, 1.8.3, 1.8.4, 1.13.1	C 1.4.2	C	B	B	A
	2	C 1.1.3, 1.2.2, 1.3.1, 1.6.1	C	C	C	B	A
	1	C	C	C	C	C	B

Matriz de consecuencias por Daños Bienes de Terceros							
		CONSECUENCIAS					
		1	2	3	4	5	6
FRECUENCIA	6	B 1.15.1	B 1.15.2	A 1.15.3	A	A	A
	5	C 1.2.3	B	B	A	A	A
	4	C 1.10.1, 1.10.2, 1.12.1	C	B	B	A	A
	3	C 1.1.1, 1.1.2, 1.2.1, 1.2.4, 1.3.2, 1.3.3, 1.3.4, 1.3.5, 1.4.1, 1.4.2, 1.8.1, 1.8.2, 1.8.3, 1.8.4, 1.13.1	C 1.9.1, 1.14.1	C 1.4.3, 1.7.1, 1.9.2	B 1.7.2	B	A
	2	C 1.1.3, 1.2.2, 1.3.1, 1.6.1	C	C	C 1.6.2	B	A
	1	C	C 1.11.1	C	C 1.5.1	C	B

Nota: 1.1.1.1, el primer dígito se refiere al subsistema, el segundo dígito a la pregunta y el tercer dígito a la consecuencia.

De acuerdo a lo anterior tenemos que el nivel de riesgo el Proyecto Gasoducto Howard – CMG es

aceptable con controles.

#### 1.4.4.1 Potenciales escenarios de riesgos identificados.

Derivado de la metodología aplicada se identificó que los escenarios potenciales de riesgo están asociados a la liberación de Gas Natural y que por la cantidad que se libere sus potenciales afectaciones pueden generar daños a otros equipos o áreas del predio en donde se ubicarán los predios del **Proyecto Gasoducto Howard – CMG** y/o a las instalaciones que se encuentran colindantes.

Para el fin de este estudio, se contemplaron los riesgos que pudieran causar afectaciones al entorno de las instalaciones y aquellos riesgos que solamente representen problemas operacionales, que afecten la continuidad o eficiencia de los procesos, como es el paro de equipos o alguna actividad similar.

Como puede observarse, los riesgos que pudieran presentarse van desde fugas por rotura en tuberías, fugas por aumento de presión y temperatura, hasta incendio y explosión y, en todos los casos, ocasionados posiblemente por:

- ✓ falta de procedimientos
- ✓ no seguir los procedimientos de manejo del gas natural
- ✓ falta de capacitación
- ✓ programa de mantenimiento incompleto
- ✓ fallas en la ejecución del programa de mantenimiento
- ✓ negligencia.
- ✓ Daño por terceros

La falta de programas de mantenimiento, el incumplimiento de los mismos o la deficiencia en su aplicación por falta de capacitación de los trabajadores se refleja en un posible riesgo que puede llegar a ser grave si su insuficiencia es recurrente. Es importante disponer de un programa que contemple actividades preventivas y acciones que preserven la correcta operación y mantenimiento de tanques, tuberías, accesorios y equipos auxiliares. Estos riesgos son fácilmente evitables con procedimientos de seguridad y prevención, programas de monitoreo y detección, pruebas periódicas, procedimientos operativos, capacitación, inspección y mantenimiento adecuados.

Como único evento de riesgo no controlable se presenta el caso de accidente por agentes externos. Si bien el proyecto se encontrará ubicado en un área segura (zona asísmica), recientemente se han tenido eventos notorios.

Esto, considerando que históricamente se han tenido en la región terremotos denominados interplaca, los cuales son terremotos relativamente de baja intensidad que se presentan en el interior de las placas, o lejanas a las zonas.

Además, no puede descartarse la posibilidad de un accidente ocurrido por agentes externos,

como es el caso de un incendio externo o una lluvia extraordinaria ocasionada por una tormenta tropical, ciclón e inclusive un huracán.

En la Tabla I-19 se muestran los escenarios de riesgos identificados, así como su agrupación para la simulación de consecuencias, como sigue:

- Escenario 1 Ruptura total con posible incendio y explosión en Ducto de 8" Ø API 5L X42 CED .406" de 1714 m, con interconexión a ducto existente [REDACTED] Peor caso
- Escenario 2 Fuga de gas en bridas y accesorios con posible incendio y explosión en Ducto de 8" Ø API 5L X42 CED .406" de 1714 m, con interconexión a ducto existente [REDACTED] ). Caso más probable, (2" Ø).
- Escenario 3 Fuga de gas en bridas y accesorios con posible incendio y explosión en [REDACTED] de 1714 m, con interconexión a ducto existente [REDACTED] Caso alterno, (2.4" Ø y 1.6" Ø).
- [REDACTED] posible incendio y explosión en válvulas de seccionamiento, diámetro de la tubería (8" Ø y 12" Ø). Peor caso.

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

**Tabla I-19. Escenarios de riesgo considerados para simulación de consecuencias para el Proyecto Gasoducto Howard – CMG**

Escenario a simular	Tipo	Referencia en ¿Qué pasas sí?	Índice de riesgo
Escenario 1 Ruptura total con posible incendio y explosión en Ducto de 8" Ø API 5L X42 CED .406" de 1714 m, con interconexión a ducto existente [REDACTED]	Peor caso (Ruptura Total 8" Ø)	1.4.1 Dispersión de nube inflamable por daño (golpe externo) a ducto existente de 8" Ø CMG	C
		1.4.2 Incendio por daño (golpe externo) a ducto existente de 8" Ø CMG	B
		1.4.3 Explosión por daño (golpe externo) a ducto existente de 8" Ø CMG	B
Escenario 2 Fuga de gas en bridas y accesorios con posible incendio y explosión en Ducto de 8" Ø API 5L X42 CED .406" de 1714 m, con interconexión a ducto existente [REDACTED]	Caso más probable (2" Ø)	1.12.1 Fuga de Gas Natural a través de bridas y accesorios (en tuberías de acero) debido a corrosión	B
		1.14.1 Difusión/migración del gas natural por la tierra y su posterior acumulación en un espacio confinado, el cual explota al encontrar una fuente de ignición por instalación deficiente en las uniones por termo fusión, coples, válvula, etc. (tubería de polietileno de mediana densidad)	A

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

**Tabla I-19. Escenarios de riesgo considerados para simulación de consecuencias para el Proyecto Gasoducto Howard – CMG**

Escenario a simular	Tipo	Referencia en ¿Qué pasas sí?	Índice de riesgo
<p>Escenario 3</p> <p>Fuga de gas con posible incendio y explosión en válvulas de seccionamiento:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Km 0+00 Inicio Ducto de 12" Ø API 5L X42 CED .375" de 716 m / interconexión a City Gate ER-6000 [REDACTED]</li> <li>• Km 0+716 Fin Ducto de 12" Ø API 5L X42 CED .375" de 716 m /Ubicación de registro de válvulas [REDACTED]<sup>1</sup></li> <li>• Km 1+710 Registro de válvulas Ducto de 8" Ø API 5L X42 CED .406" de 1714 m [REDACTED]<sup>1</sup></li> <li>• Km 2+468 Fin Ducto de 8" Ø API 5L X42 CED .406" de 1714 m / Registro de válvulas [REDACTED] (LO)</li> </ul>	<p>Caso alternativo (20% del diámetro de tubería = 1.6" Ø y 2.4 "Ø)</p>	1.6.1 Fuga de Gas Natural en cuerpo de válvula o unión con sistema de tubería por falla en la instalación de las válvulas de seccionamiento	C
		1.6.2. Acumulación de gas natural en un espacio confinado, explosión al encontrar una fuente de ignición por falla en la instalación de las válvulas de seccionamiento	A
<p>Escenario 4</p> <p>Ruptura total con posible incendio y explosión en válvulas de seccionamiento:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• km 0+00 Inicio Ducto de 12" Ø API 5L X42 CED .375" de 716 m / interconexión a City Gate ER-6000 [REDACTED]</li> <li>• km 0+716 Fin Ducto de 12" Ø API 5L X42 CED .375" de 716 m /Ubicación de registro de válvulas [REDACTED]</li> <li>• km 1+710 Registro de válvulas Ducto de 8" Ø API 5L X42 CED .406" de 1714 m [REDACTED]</li> <li>• km 2+468 Fin Ducto de 8" Ø API 5L X42 CED .406" de 1714 m / Registro de válvulas [REDACTED] (LO)</li> </ul>	<p>Peor caso (Ruptura Total 8" Ø y 12 "Ø)</p>	1.15.1 Fuga de gas natural, seccionamiento de tubería debido a Golpe externo en ducto / ERM /Válvulas de corte? (Trascavo, grúa, automóvil, Patín de Plataformas, Tornado, fuerzas externas, etc.)	B
		1.15.2 2.Incendio por fuga de gas natural al encontrar fuente de ignición debido a Golpe externo en ducto / ERM /Válvulas de corte? (Trascavo, grúa, automóvil, Patín de Plataformas, Tornado, fuerzas externas, etc.)	A
		1.15.3 Explosión debido a Golpe externo en ducto / ERM /Válvulas de corte? (Trascavo, grúa, automóvil, Patín de Plataformas, Tornado, fuerzas externas, etc.)	A

<sup>1</sup> Escenario hipotético, considerando que durante la construcción e instalación de los ductos de 8" Ø y 12" Ø, no se utilizarán sustancias peligrosas, sino que el ducto existente es el que contiene a la sustancia peligrosa (inflamable y explosiva); por lo tanto las consecuencias de interés pueden ser: formación de nube inflamable, con la posibilidad de encontrar una fuente de ignición para provocar un incendio y/o explosión, con efectos relacionados con radiación térmica y sobrepresión, mismas que se podrían presentar, en caso de un golpe externo durante la Perforación, hinca do de tubería es instalación marginal.

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

## II. DESCRIPCIÓN DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN ENTORNO A LAS INSTALACIONES

### DETERMINACIÓN DE RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN

La modelación matemática del comportamiento de los potenciales escenarios de riesgos permite evaluar la magnitud de los efectos negativos potenciales por el **Proyecto Gasoducto Howard – CMG** y la propagación de un incidente que generalmente involucra modelos de liberación accidental de sustancias peligrosas, desarrollándose una variedad de escenarios y cuyo análisis determina el impacto potencial al personal, infraestructura y población circundante.

En la Tabla I-18 se listan los Escenarios de riesgo considerados para simulación de consecuencias. Para la determinación de radios se utilizó el software SCRI<sup>®</sup> (Simulación de Contaminación y Riesgos en Industrias) de Heurística, S.A. de C.V.

Para la estimación de los radios de afectación se utiliza el software de Simulación de Contaminación y Riesgos en Industrias “SCRI” versión 2.2, en sus dos paquetes SCRI- Modelos y SCRI-Fuego. El SCRI-Modelos se enfoca en el análisis de accidentes por fuego, explosión, fuga o derrame de una sustancia peligrosa, adicionalmente permite la identificación de áreas expuestas a contaminación por actividades productivas. SCRI-Fuego, ha sido utilizado para la elaboración de análisis de consecuencias por emisiones tóxicas y/o contaminantes, incluyendo modelos de radiación térmica o aspectos relevantes para consecuencias por fuego y/o explosiones. Este modelo, se basa en metodologías de la Agencia de Protección Ambiental de EUA (EPA), del Instituto Americano de Ingenieros Químicos (AIChE) y de la Agencia de Administración Federal de Emergencias de EUA (FEMA).

En general, estos métodos son un conjunto de herramientas, para simular en computadora; emisiones de contaminantes, fugas y derrames de productos tóxicos y daños por nubes explosivas, de manera que se puedan estimar escenarios de afectación de emisiones continuas o instantáneas, bajo diversas condiciones meteorológicas, para estudios de riesgo e impacto ambiental, diseño de plantas e instalaciones industriales, apoyar en la capacitación y/o entrenamiento de personal, y en el manejo de situaciones de emergencia.

Los radios de afectación se obtuvieron mediante la modelación de los peores escenarios considerados para el análisis de consecuencias. El software SCRI, específicamente el relacionado a modelos de simulación ha sido utilizado extensivamente en México para la realización de estudios de riesgo e impacto ambiental por más de 15 años y el Instituto de Ecología de México lo menciona como uno de los modelos que actualmente se utilizan para evaluación de riesgos.

Los riesgos potenciales con posibilidad de afectar al entorno ambiental (atmósfera, suelo, agua), están asociados al manejo y uso del Gas Natural.

Con la finalidad de determinar las posibles consecuencias a las que se vería expuesta la población, es de gran utilidad contar con información, al menos estimada, del número de habitantes del área, incluyendo las horas en que se presenta la mayor concentración, por

ejemplo, en las escuelas, hospitales, centros comerciales, templos o centros de reunión social. Cuando se lleva a cabo el análisis de accidentes, resulta útil contar con el registro de accidentes que han ocurrido con anterioridad en la zona, las causas y consecuencias de ellos (Zagal, 1996)

## II.1. POTENCIALES ESCENARIOS DE RIESGOS IDENTIFICADOS Y SUS EFECTOS

La clase de eventos más comunes que pueden ocurrir como resultado de los escenarios de riesgo por la pérdida de contención de sustancias peligrosas en forma gaseosa, el **Proyecto Gasoducto Howard – CMG**, son los siguientes:

### II.1.1. Radiación térmica

#### II.1.1.1. Flash fire (Flamazo)

Cuando un gas o líquido inflamable con punto de inflamación bajo, es descargado a la atmósfera, se forma una nube de gas y se dispersa. Si el vapor resultante se encuentra con un punto de ignición antes de que la dilución de la nube sea menor al límite inferior de explosividad, ocurre el flamazo. Las consecuencias primarias de un flamazo son las radiaciones térmicas generadas durante el proceso de combustión. Este proceso de combustión tiene una corta duración, los daños son de baja intensidad y en ocasiones provocan un chorro de fuego en el punto de fuga.

#### II.1.1.2. Jet fire (Incendio de antorcha o chorro de fuego)

Si un gas inflamable licuado o comprimido es descargado de un tanque de almacenamiento o de una tubería, el material descargado a través de un orificio o ruptura formaría una descarga a presión del tipo chorro, el cual se mezcla con el aire. Si el material entra en contacto con una fuente de ignición, ignita y entonces ocurre un chorro de fuego.

#### II.1.1.3. Fireball (Bola de Fuego)

El evento de bola de fuego resulta de la ignición de una mezcla líquido/vapor inflamable y sobrecalentada que es descargada a la atmósfera. El evento de bola de fuego ocurre frecuentemente seguido a una Explosión de Vapores en Expansión de un Líquido en Ebullición (BLEVE).

A continuación, se describen los efectos de acuerdo al nivel de radiación térmica.

**Tabla II-1. Efectos de la Radiación Térmica de acuerdo a la intensidad de energía**

Intensidad de Radiación Kw/m <sup>2</sup>	Descripción
1.4	Puede tolerarse sin sensación de incomodidad durante largos periodos (con vestimenta normal), se considera inofensivo para personas sin ninguna protección especial. En general se considera que no hay dolor – sea cual sea el tiempo de exposición -con flujos térmicos inferiores a 1.7 Kw/m <sup>2</sup> (mínimo necesario para causar dolor).
3	Zona de alerta.
5	Zona de intervención con un tiempo máximo de exposición de 3 minutos. Máximo soportable por personas protegidas con trajes especiales y tiempo limitado. El tiempo necesario para sentir dolor (piel desnuda) es aproximadamente de 13 segundos, y con 40 segundos pueden producirse quemaduras de segundo grado. Cuando la temperatura de la piel llega hasta 55 °C aparecen ampollas.
11.7	El acero delgado, parcialmente aislado, puede perder su integridad mecánica.
12.5	Extensión del incendio, fusión de recubrimiento de plástico en cables eléctricos. La madera puede prender después de una larga exposición. 100 % de letalidad.
25	El acero delgado aislado puede perder su integridad mecánica.
37.5	Suficiente para causar daños a equipos de proceso, colapso de estructuras.

La Tabla siguiente muestra los valores umbrales para la vulnerabilidad de los materiales, cuando se presenta un evento de radiación térmica.

**Tabla II-2. Vulnerabilidad de Materiales**

Radiación (Kw/m <sup>2</sup> )	Material
60	Cemento
40	Cemento prensado
200	Hormigón armado
40	Acero
33	Madera (Ignición)
30 – 300	Vidrio
400	Pared de ladrillos
13	Daños en depósitos
12	Instrumentación

### II.1.2. Sobrepresión

### II.1.2.1. Explosión de nube de gas no confinada (UVCE) y confinada (VCE).

La explosión de nube de vapor no confinada se presenta cuando la sustancia ha sido dispersada y se incendia a una distancia del lugar de descarga. La magnitud de la explosión depende del tamaño de la nube y de las propiedades químicas de la sustancia. Se pueden ocasionar ondas de sobre presión, y los efectos térmicos suelen ser menos importantes que los anteriores. Igualmente, las explosiones confinadas pueden dar lugar a deflagraciones y los efectos adversos que pueden provocar son: ondas de presión, formación de proyectiles y radiación térmica. La siguiente tabla muestra los efectos derivados de la sobrepresión

**Tabla II-3. Efectos derivados de la sobrepresión**

Variable Física Peligrosa Ondas de presión (kg/cm <sup>2</sup> )	Efecto observado (Clancy)
0.703	Probable destrucción de edificios; máquinas herramientas pesadas (3,175 kg) desplazadas y dañadas seriamente, herramientas para maquinaria muy pesadas (5,443 kg) sin daños.
0.351 – 0.492	Destrucción casi completa de casas.
0.210 – 0.281	Demolición de edificio sin marcos o de paneles de acero; ruptura de tanques de almacenamiento de petróleo.
0.070	Demolición parcial de casas, las vuelve inhabitables.
0.035 – 0.070	Ventanas grandes y pequeñas se hacen añicos; daño ocasional a marcos de ventanas.

## II.2. ANÁLISIS DETALLADO DE CONSECUENCIAS

Se entiende por análisis de consecuencias la evaluación cuantitativa de la evolución espacial y temporal de las variables físicas representativas de los fenómenos peligrosos en los que intervienen sustancias peligrosas, y sus posibles efectos sobre las personas, el medio ambiente y los bienes, con el fin de estimar la naturaleza y magnitud del daño.

El Análisis de Consecuencias (AC) de incendios, explosiones y nubes tóxicas es una metodología de Análisis de Riesgos que permite estimar la medida de los efectos esperados de la ocurrencia de un evento potencialmente peligroso.

Mediante el AC permite estimar los posibles daños debido a la pérdida de control sobre sustancias peligrosas.

Los diversos tipos de accidentes graves a considerar en las instalaciones en las que haya sustancias peligrosas, pueden producir determinados fenómenos peligrosos para las personas, el medio ambiente y los bienes materiales:

- Fenómenos de tipo mecánico: ondas de presión y proyectiles
- Fenómenos de tipo térmico: radiación térmica
- Fenómenos de tipo químico: fugas o derrames incontrolados de sustancias tóxicas o contaminantes.

### II.2.1. Criterios para determinar la duración de una fuga

Esencialmente, podemos decir que los daños o efectos antes citados pueden ser mayores o menores dependiendo del tiempo al que se exponga a este nivel de energía, principalmente en lo que se refiere a la radiación térmica; y en el caso de la explosión (sobrepresión) la duración de una fuga, determina la cantidad de masa que se libera de la sustancia y por tanto las dimensiones de la explosión y sus ondas de sobrepresión.

Existe otro parámetro que determina la cantidad de masa que se libera en una fuga, el diámetro del orificio o poro, o falla de instrumento o accesorio de seguridad, y para el cual también se han establecido rangos que están en función de equipo o dispositivo de seguridad con que contará el Proyecto que se analiza.

A continuación, se citan los criterios para estos dos parámetros.

#### II.2.1.1. Criterios de tiempos de duración de las fugas

Se tomaron los criterios de tiempo recomendados por el “Guidelines for Quantitative Risk Assessment” CPR18E (Purple book ed. 1999) de TNO y se indican en la siguiente tabla.

**Tabla II-4. Criterios para Asignar Tiempos de Duración de las Fugas**

Situación	Duración de la fuga de escape	
	Ruptura total	Ruptura parcial
Válvula operada remotamente y existencia de detectores.	2 minutos	5 minutos
Válvula manual y existencia de detectores.	5 minutos	10 minutos
Válvula operada remotamente sin detectores.	5 minutos	10 minutos
Válvula manual sin detectores.	10 minutos	20 minutos

#### II.2.1.2. Determinación de los orificios equivalentes de fuga

De acuerdo al “Risk management program guidance for offsite consequence analysis” los cuales se describen a continuación:

- Para tuberías de diámetro mayor o igual a 6” se consideró un orificio de fuga con un diámetro equivalente al 20 % de la sección transversal de la propia tubería.
- Para tuberías de diámetro inferior a 6” se ha postulado la ruptura total de la línea.

Por su parte PEMEX en el procedimiento **DCO-GDOESSPA-CT-001 Rev.0** señala que, para el caso de líneas de proceso, ductos, bridas, sellos o empaquetaduras en válvulas de proceso, debe utilizarse el Diámetro Equivalente de Fuga (**DEF**) y podrán utilizarse los siguientes criterios según sea el caso (alterno o más probable).

**Tabla II-5. Criterios para utilizar el diámetro equivalente de fuga.**

Diámetro equivalente de fuga (DEF)		
<b>Para el caso alternativo:</b>	Líneas de proceso: $\frac{3}{4}'' \leq DN \leq 2''$	DEF=1.00 veces del diámetro nominal (DN) de la línea de proceso.
	Líneas de proceso: $2'' \leq DN \leq 4''$	DEF=0.30 veces del diámetro nominal (DN) de la línea de proceso.
	Líneas de proceso o ductos de transporte: $6'' \leq DN$	DEF=0.20 veces del diámetro nominal (DN) de la línea de proceso.
	Bridas	Según el diámetro de la línea de proceso, aplican los criterios anteriores [1.0* (DN), 0.3* (DN) Y 0.2 (DN)]
	Sellos mecánicos en equipo rotatorio de proceso.	Para todos los tamaños de flechas, DEF = Calcularlo con el 100% del área anular.
	Sellos o empaquetaduras en válvulas de proceso.	Para todos los tamaños de vástagos. DEF = Calcularlo con el 100% del área anular.
	El DEF en el cuerpo de un recipiente, será aquel que sea determinado por el Grupo Multidisciplinario de Análisis y Evaluación de Riesgo.	
<b>Para el caso más probable:</b>	Líneas de proceso: $\frac{3}{4}'' \leq DN \leq 2''$	DEF=0.20 veces del diámetro nominal (DN) de la línea de proceso.
	Líneas de proceso o ductos: $2'' < DN \leq 4''$	DEF=0.6" [por corrosión, pérdida de material, golpe o falla en soldadura]
	Líneas de proceso o ductos o ductos: $6'' \leq DN$	DEF=0.75" para DN de 6" a 14". DEF=1.25" para DN de 6" a 24". DEF=2.0" para DN mayores de 30" [Por corrosión, pérdida de material, golpe o falla en soldadura].
	Bridas	Aplican los mismos criterios de las líneas de proceso para los casos más probables.
	Sellos mecánicos en equipo rotatorio de proceso. Empaquetaduras en válvulas de proceso.	DEF = Calcularlo con el 40% del área anular que resulte.
	El DEF en el cuerpo de un recipiente, será aquel que sea determinado por el Grupo Multidisciplinario de Análisis y Evaluación de Riesgo.	

### II.2.2. Condiciones atmosféricas

De acuerdo a la ubicación del **Proyecto Gasoducto Howard – CMG**, las variables atmosféricas a considerar son:

- Velocidad del viento: 3.89 m/s
- Temperatura: 23°C
- Humedad relativa: 42%
- Hora: Se considerará que los eventos ocurrirán durante la noche, a las 20 hrs.
- Rugosidad del terreno: Se utilizó la opción urbano o bosque, aunque por el tipo de

sustancia no tiene efecto significativo en el resultado.

- Estabilidad atmosférica Tipo F

### II.2.3. Estabilidad Atmosférica

La estabilidad atmosférica describe la tendencia de la mezcla en la atmosfera entre aire y un contaminante debido a la generación de turbulencia por fuerzas naturales (Woodward, 1998), indica la tendencia de que un paquete de aire se mueva hacia arriba o hacia abajo verticalmente después de haber sido desplazado por una pequeña cantidad de aire o algún contaminante (Hanna, 1982 visto en Woodward, 1998). El esquema más reconocido y utilizado para cuantificar la estabilidad atmosférica es el propuesto por Pasquill y Gifford. Dicho esquema clasifica la estabilidad ambiente utilizando letras de la A la G, cada letra resume el comportamiento de la mezcla en la atmosfera bajo distintas condiciones.

**Tabla II-6. Estabilidad atmosférica**

Estabilidad Atmosférica según el esquema Pasquill Gifford			
Estabilidad Pasquill-Gifford	Descripción	Tiempo y clima	Velocidad del viento [m/s]
F	Muy Estable	Noche	< 3
E	Estable	↓	2 a 4
D	Neutral	Nublado o con viento	Cualquiera
B o C	Inestable	↓	2 a 6
A	Muy inestable	Soleado	< 3

Fuente: Center of Chemical Process Safety, 1996, p. 16, tabla 3

De acuerdo a lo anterior y en base a las condiciones climáticas del sitio en donde se ubica el Proyecto, la estabilidad atmosférica se considerará Tipo F, este nos permitirá agregar al modelo de simulación valores bajo los cuales se generen escenarios en condiciones que favorezcan la acumulación del gas.

### II.2.4. Zonas de afectación por los modelos a emplear.

- **Radiación térmica (Incendio):**
  - Valor umbral para zona de Riesgo por daño a equipos: 37.5 kW/m<sup>2</sup>
  - Valor umbral para zona de Riesgo: 5 kW/m<sup>2</sup> (Quemaduras de 2º en 60min)
  - Valor umbral para zona de Amortiguamiento: 1.4 kW/m<sup>2</sup> (Deshidratación de la madera)
- **Sobrepresión (Explosión):**
  - Valor umbral para zona de Riesgo por daño a equipos: 3 PSI (Demolición de edificio sin marcos o de paneles de acero; ruptura de tanques de almacenamiento de petróleo).



- Valor umbral para zona de Riesgo: 1 PSI (Derribo de personas, demolición parcial de casas que quedan inhabitables)
- Valor umbral para zona de Amortiguamiento: 0.5 PSI (Destrucción de ventanas con daño a los marcos)

### II.3. RESULTADOS DE LA MODELACIÓN DE EVENTOS

Los reportes de simulación de eventos se incluyen en el **Anexo II.1** y los diagramas de pétalos se incluyen en el **Anexo II.2**.

En la Tabla II-7, se resumen los resultados de los radios de afectación para los escenarios simulados

Tabla II-7 Radios de afectación de escenarios simulados para el Proyecto Gasoducto Howard – CMG

Escenario		Radiación Térmica			Sobrepresión			Infraestructura más cercana
		37.5 Kw/m2	5 Kw/m2	1.4 Kw/m2	3 psi	1 psi	0.5 psi	
Descripción	Tipo	Radio de Alto Riesgo por daño a equipos (m)	Radio de Alto Riesgo (m)	Radio de Amortiguamiento (m)	Radio de Alto Riesgo por daño a equipos (m)	Radio de Alto Riesgo (m)	Radio de Amortiguamiento (m)	
Escenario 1 Ruptura total con posible incendio y explosión en Ducto de 8" Ø API 5L X42 CED .406" de 1714 m, con ducto existente [REDACTED]	Peor caso (Ruptura Total 8" Ø)	26.21	87.86	165.26	46.25	105.58	179.47	Dentro de los radios de este escenario no se localiza infraestructura cercana, solamente el DDV de la Autopista de Peaje 85D Monterrey –Nuevo Laredo y a 657 m se ubica el Parque Industrial Las Américas.
Escenario 2 Fuga de gas en bridas y accesorios con posible incendio y explosión en Ducto de 8" Ø API 5L X42 CED .406" de 1714 m, con interconexión a ducto existente [REDACTED]	Caso más probable (2" Ø)	6.59	23.20	43.80	29.14	66.51	113.06	Dentro de los radios de este escenario no se localiza infraestructura cercana, solamente el DDV de la Autopista de Peaje 85D Monterrey –Nuevo Laredo y a 657 m se ubica el Parque Industrial Las Américas.

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

Tabla II-8 Radios de afectación de escenarios simulados para la **Modificación al Proyecto Autorizado**

Escenario		Radiación Térmica			Sobrepresión			Infraestructura más cercana
		37.5 Kw/m <sup>2</sup>	5 Kw/m <sup>2</sup>	1.4 Kw/m <sup>2</sup>	3 psi	1 psi	0.5 psi	
Descripción	Tipo	Radio de Alto Riesgo por daño a equipos (m)	Radio de Alto Riesgo (m)	Radio de Amortiguamiento (m)	Radio de Alto Riesgo por daño a equipos (m)	Radio de Alto Riesgo (m)	Radio de Amortiguamiento (m)	
<p>Escenario 3</p> <p>Fuga de gas con posible incendio y explosión en válvulas de seccionamiento:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>km 0+00 Inicio Ducto de 12" Ø API 5L X42 CED .375" de [REDACTED] ER-6000 [REDACTED]</li> </ul>	Caso alternativo (20% del diámetro de tubería = 2.4 "Ø)	7.97	27.67	52.16	30.96	70.68	120.14	Dentro de los radios de este escenario no se localiza infraestructura cercana.
		7.97	27.67	52.16	30.96	70.68	120.14	Dentro de los radios de este escenario no se localiza infraestructura cercana.
<ul style="list-style-type: none"> <li>km 1+710 Registro de válvulas API 5L X42 CED .406" de 1714 m [REDACTED]</li> </ul>	Caso alternativo (20% del diámetro de tubería = 1.6" Ø)	5.17	18.70	35.35	27.05	61.74	104.95	Dentro de los radios de este escenario no se localiza infraestructura cercana, solamente el DDV de la Autopista de Peaje 85D Monterrey –Nuevo Laredo.
<ul style="list-style-type: none"> <li>km 2+468 Fin Ducto de 8" Ø API 5L X42 CED .406" de 1714 m / Registro de válvulas [REDACTED]</li> </ul>		5.17	18.70	35.35	27.05	61.74	104.95	Dentro de los radios de este escenario no se localiza infraestructura cercana, solamente el DDV de la Autopista de Peaje 85D Monterrey –Nuevo Laredo y a 657 m se ubica el Parque Industrial Las Américas.

Tabla II-9 Radios de afectación de escenarios simulados para la **Modificación al Proyecto Autorizado**

Escenario		Radiación Térmica			Sobrepresión			Infraestructura más cercana
		37.5 Kw/m2	5 Kw/m2	1.4 Kw/m2	3 psi	1 psi	0.5 psi	
Descripción	Tipo	Radio de Alto Riesgo por daño a equipos (m)	Radio de Alto Riesgo (m)	Radio de Amortiguamiento (m)	Radio de Alto Riesgo por daño a equipos (m)	Radio de Alto Riesgo (m)	Radio de Amortiguamiento (m)	
Escenario 4 Ruptura total con posible incendio y explosión en válvulas de seccionamiento: • km 0+00 Inicio Ducto de 12" Ø API 5L X42 CED .375" de 716 m / interconexión a City Gate ER-600C [REDACTED]	Peor caso (Ruptura Total 12" Ø)	38.56	129.49	243.60	46.25	105.58	179.47	Dentro de los radios de este escenario no se localiza infraestructura cercana.
		38.56	129.49	243.60	46.25	105.58	179.47	Dentro de los radios de este escenario no se localiza infraestructura cercana.
• km 0+716 Fin Ducto de 12" Ø API 5L X42 CED .375" de 716 m /Ubicación de registro de válvula [REDACTED]	Peor caso (Ruptura Total 8" Ø)	26.21	87.86	165.26	27.05	61.74	104.95	Dentro de los radios de este escenario no se localiza infraestructura cercana.
• km 1+710 Registro de válvulas Ducto de 8" Ø API 5L X42 CED .406" de 1714 m [REDACTED] • km 2+468 Fin Ducto de 8" Ø API 5L X42 CED [REDACTED] <sup>S</sup>		26.21	87.86	165.26	27.05	61.74	104.95	Dentro de los radios de este escenario no se localiza infraestructura cercana, solamente el DDV de la Autopista de Peaje 85D Monterrey –Nuevo Laredo y a 657 m se ubica el Parque Industrial Las Américas.

<sup>1</sup> Escenario hipotético, considerando que durante la construcción e instalación de los ductos de 8" Ø y 12" Ø, no se utilizarán sustancias peligrosas, sino que el ducto existente es el que contiene a la sustancia peligrosa (inflamable y explosiva); por lo tanto las consecuencias de interés pueden ser: formación de nube inflamable, con la posibilidad de encontrar una fuente de ignición para provocar un incendio y/o explosión, con efectos relacionados con radiación térmica y sobrepresión, mismas que se podrían presentar, en caso de un golpe externo durante la Perforación, hinca do de tubería es instalación marginal.

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

## II.4. INTERACCIONES DE RIESGOS AL INTERIOR Y AL EXTERIOR DE LA INSTALACIÓN

El análisis de interacciones se realizó mediante un matriz para cada tipo de escenarios, identificando para cada radio de afectación la infraestructura o zona que se vería afectada para cada uno de los proyectos que integran el **Proyecto Gasoducto Howard – CMG** y de los puntos o sitios de interés. (Ver Tabla II-7).

Para cada una de las simulaciones se tomaron los niveles de radiación térmica y sobrepresión para los siguientes efectos:

- ✓ Efectos por radiación térmica para la zona de amortiguamiento de 1.4 kW/m<sup>2</sup>: Puede tolerarse sin sensación de incomodidad durante largos periodos (con vestimenta normal), se considera inofensivo para personas sin ninguna protección especial. En general se considera que no hay dolor – sea cual sea el tiempo de exposición - con flujos térmicos inferiores a 1.7 Kw/m<sup>2</sup> (mínimo necesario para causar dolor).
- ✓ Efectos por radiación térmica para la zona de alto riesgo de 5.0 kW/m<sup>2</sup>: Zona de intervención con un tiempo máximo de exposición de 3 minutos. Máximo soportable por personas protegidas con trajes especiales y tiempo limitado. El tiempo necesario para sentir dolor (piel desnuda) es aproximadamente de 13 segundos, y con 40 segundos pueden producirse quemaduras de segundo grado. Cuando la temperatura de la piel llega hasta 55 °C aparecen ampollas.
- ✓ Efectos por sobrepresión para la zona de alto riesgo: 1psi: Demolición parcial de casas, las vuelve inhabitables
- ✓ Efectos por sobrepresión para la zona de amortiguamiento 0.5psi: Ventanas grandes y pequeñas se hacen añicos; daño ocasional a marcos de ventanas.

## II.5. SITIOS DE INTERÉS CERCANOS AL PROYECTO

El **Proyecto Gasoducto Howard – CMG**, se ubicará a un costado del DDV de la Autopista de Peaje 85D Monterrey –Nuevo Laredo, aproximadamente a 657 m del Parque Industrial Las Américas (principalmente empresas transportistas).

El **Proyecto Gasoducto Howard – CMG** no se considera como área de reserva, ni área natural protegida.

La identificación de los puntos de interés que puedan presentar alguna vulnerabilidad se realizó bajo la siguiente metodología:

- Se consideraron los potenciales radios de afectación por sobrepresión para Ducto de 8" Ø API 5L X42 CED .406" de 1714 m, con interconexión a ducto existente [REDACTED] ya que al ducto existente manejará gas natural en donde el mayor radio fue el siguiente:

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

- Radio de amortiguamiento (0.5 psi) = 179.47 m

- Radio de Alto Riesgo (1 psi) =105.58 m
  - Radio de Alto Riesgo (3 psi) =46.25 m
- Se procedió a georreferenciar los potenciales de afectación a fin de identificar los puntos de interés que se encontraran dentro de dichos radios.
    - Dentro de los radios de afectación los ecosistemas presentes corresponden a vías de comunicación (DDV de la Autopista de Peaje 85D Monterrey –Nuevo Laredo), vegetación inducida, pastizal cultivado y asentamientos humanos (parque industrial Las Américas). Por lo que no se tiene presencia de puntos de interés con relevancia ambiental dentro de los radios de afectación por sobrepresión.
    - Con respecto a infraestructura urbana como resultado se tiene que como zonas vulnerables o de interés son las industrias (principalmente transportistas) que se tienen en las inmediaciones del Proyecto, sin embargo, no se encuentran dentro del radio de alto riesgo por sobrepresión.

**II.6. EFECTOS SOBRE EL SISTEMA AMBIENTAL**

El **Proyecto Gasoducto Howard – CMG**, no compromete la funcionalidad natural y social que se desarrolla en el área donde se encontrara establecida.

El **Proyecto Gasoducto Howard – CMG** no afecta ningún tipo de cobertura vegetal, ya que se trata de una zona donde las condiciones naturales del terreno que ya se encuentran perturbadas por efecto de la urbanización (zonas habitacionales y parque industrial).

**III. SISTEMAS DE SEGURIDAD Y MEDIDAS PARA ADMINISTRAR LOS ESCENARIOS DE RIESGO**

**III.1. RECOMENDACIONES TÉCNICO-OPERATIVAS**

A continuación, se presentan las recomendaciones resultantes de las técnicas para identificación, jerarquización y cuantificación de riesgos aplicadas en el presente Análisis.

**Tabla III-1. Recomendaciones de la identificación de peligros y evaluación de riesgos del Proyecto Gasoducto Howard – CMG**

No	Recomendación	Responsable	Región de riesgo
1.	Garantizar la disponibilidad de herramientas y/o refacciones para la perforación	Construcción / Supervisión de obra	C
2.	Garantizar que los trabajos de perforación e hinca, se realicen con personal capacitado y entrenado para este tipo de servicios.	Construcción / Supervisión de obra	C

**Tabla III-1. Recomendaciones de la identificación de peligros y evaluación de riesgos del Proyecto Gasoducto Howard – CMG**

No	Recomendación	Responsable	Región de riesgo
3.	Garantizar que se cumplan los programas de mantenimiento preventivo y predictivo del equipo de perforación.	Construcción / Supervisión de obra	C
4.	Garantizar que los soldadores estén aprobados y certificados, acordes a los trabajos de soldadura.	Construcción / Supervisión de obra	C
5.	Verificar que se cuente con un procedimiento de atención de emergencias por fugas de hidrocarburos	Construcción / Supervisión de obra	B
6.	Realizar la instalación de la instalación de la junta de interconexión con personal calificado	Construcción / Supervisión de obra	C
7.	Elaborar procedimiento de recepción y calidad para la adquisición de materiales y equipo.	Construcción / Supervisión de obra	B
8.	Elaborar Programa de inspección y mantenimiento para el Sistema de Distribución de gas natural del Proyecto	Seguridad / Mantenimiento	A
9.	Verificar que se lleve a cabo el Programa de Patrullaje y Mantenimiento de toda la red	Seguridad / Mantenimiento	A
10.	Incluir como requisito en la especificación de recubrimientos que el recubrimiento anticorrosivo deberá ser adecuado al tipo de suelo y resistente al método de instalación	Ingeniería	B
11.	Implementar programa para la evaluación del recubrimiento anticorrosivo mediante técnicas de inspección de ductos para determinar pérdida de recubrimiento anticorrosivo (por ejemplo: conductividad)	Ingeniería / Supervisión / Construcción	A
12.	Verificar el retiro de material sobrante de la excavación	Construcción / Seguridad	B
13.	Suspensión de trabajos durante el período necesario para condiciones seguras	Construcción / Seguridad	B
14.	Mantener la coordinación y comunicación con SCT respecto a paso de equipos o cargas pesadas de proyectos de terceros en la autopista, con la administración de los parques industriales para verificar cargas y evaluar refuerzo en cruces	Administración / Seguridad	A
15.	Verificar que el personal del proyecto (incluyendo subcontratistas) cuente con los servicios médicos	Administración / Seguridad	B
16.	Verificar y mantener actualizados teléfonos y mecanismos de comunicación con instituciones de emergencia	Administración / Seguridad	B
17.	Evaluar en el diseño la adición de protecciones metálicas para el ducto y accesorios expuestos a impacto vehicular.	Ingeniería/ Seguridad	B
18.	Elaborar Programa de inspección y mantenimiento para el Sistema de Distribución de gas natural del Proyecto	Mantenimiento	b
19.	Asegurar que se lleven cabo los estudios de espesor al tanque de Mercaptano	Operación / Mantenimiento /Seguridad	C
20.	Verificar el cumplimiento del Sistema de tierras en el sistema de odorización	Operación / Seguridad	C

**Tabla III-1. Recomendaciones de la identificación de peligros y evaluación de riesgos del Proyecto Gasoducto Howard – CMG**

No	Recomendación	Responsable	Región de riesgo
21.	Evaluar la factibilidad de contar con un centro integral de entrenamiento/ capacitación en instalaciones, control de fugas y respuesta a emergencias.	Seguridad	A
22.	Considerar realizar seminarios/juntas técnicas con Protección civil de zona para correcto dimensionamiento de emergencias. Simulacro de escritorio.	Seguridad	A
23.	Revisión de actuación y evaluación de respuesta por involucrados en incidentes.	Seguridad	A
24.	Supervisión continua por parte de operaciones de CMG de la franja de desarrollo del sistema	Seguridad	A
25.	Debido a la frecuencia de incidentes por el mal uso de excavadoras, es conveniente la revisión / aplicación de políticas de control de trabajos y mayor comunicación e información entre las agencias e industrias involucradas para la contención de los riesgos.	Operación / Seguridad	A
26.	Considerar la factibilidad de que las válvulas de seccionamiento, sea de cierre automático (mecánico o de control), para protección en zona de tránsito y suelo sin cubierta.)	Operación / ingeniería / Seguridad	A

### III.2. SISTEMAS DE SEGURIDAD

- Las estaciones de regulación contarán con válvulas de seguridad para evitar la sobrepresión del sistema de alta presión.
- El gas natural que se distribuye deberá estar odorizado bajo la especificación dada en el apéndice I de la Norma NOM-003-SECRE-2011.
- Compañía Mexicana de Gas S.A.P.I. de C.V. deberá contar con un programa de patrullaje de su red de distribución apegado a la norma NOM-003-SECRE-2011, y al ASME B 31.8 punto 851.2 para la clase de localización correspondiente.
- Compañía Mexicana de Gas S.A.P.I. de C.V. en sus procedimientos de operación y mantenimiento contempla el monitoreo de fugas bajo las especificaciones del apéndice III de la Norma NOM-003-SECRE-2011 y en cumplimiento del estándar ASME B 31.8 punto 851.3.
- El proveedor de gas natural cuenta con procedimientos y planes de emergencia para ataque de contingencias en gasoductos.
- Las estaciones de entrega del proveedor están monitoreadas a través de instrumentación que informa en tiempo real sobre las condiciones de operación de los gasoductos.
- Existen canales de comunicación directa entre la distribuidora y el suministrador para la coordinación de movimientos operativos y acciones de respuesta a situaciones de emergencia.
- La distribuidora Compañía Mexicana de Gas S.A.P.I. de C.V. cuenta con suficiente experiencia, procedimientos de emergencia y personal capacitado para atender cualquier eventualidad en sus gasoductos.
- La empresa cuenta con un servicio de emergencia las 24 horas del día, durante los 365 días del año, de manera ininterrumpida localizado en sus oficinas de Av. San Nicolás de los Garza Nte. 2901 Colonia Cementos Monterrey.
- Compañía Mexicana de Gas S.A.P.I. de C.V. tiene procedimientos de contingencia para emergencias donde se involucran todos los recursos del distribuidor.
- Compañía Mexicana de Gas S.A.P.I. de C.V. cuenta con vehículos equipados con equipo de

detección de fugas, herramienta especializado y personal calificado para atender cualquier emergencia en el sistema de distribución.

### III.3. MEDIDAS PREVENTIVAS

- Procedimiento constructivo para instalar caja de válvulas (registros)
- Comunicación con personal de la Red de distribución existente
- Procedimientos de instalación, procedimientos de apriete
- Procedimientos de soldadura
- Personal calificado y certificado
- Inspección y control de calidad
- Certificados de materiales conforme a especificación de tubería y accesorios (válvulas)
- Especificaciones de materiales
- Manual y Recomendaciones del proveedor
- Procedimiento de compra y almacenaje
- Inspección y control de calidad
- Procedimiento de instalación en zanja
- Especificación de materiales de relleno
- Inspección y control de calidad
- Especificación de compra
- Protección en extremos de la tubería
- Protección anticorrosiva en exterior de la tubería
- Programa de construcción (transporte de materiales conforme a calendario)
- Especificación de recubrimiento anticorrosivo
- Procedimiento de limpieza, secado e inertizado
- Procedimientos de trabajo
- Procedimientos de seguridad
- Inspección y supervisión de trabajos con medidas de seguridad
- Retiro de material extraído y colocado en área lejana de excavación
- Procedimiento de instalación (Hincado)
- Especificaciones y procedimientos de construcción.
- Supervisión durante la construcción
- Señalamientos y restricciones de vialidades
- Personal para dirigir el tráfico y equipo y protocolos de actuación en caso de emergencia
- Cálculo de espesor de tubería de encamisado (18" y 12")
- Cálculo de espesor de tubería de 8"
- Profundidad de instalación desde el domo del tubo
- Procedimiento de instalación (Hincado)
- Señalamientos y restricciones de vialidades
- Protocolos de actuación en caso de emergencia
- Personal para dirigir el tráfico y equipo y protocolos de actuación en caso de emergencia
- Señalamientos y restricciones de vialidades
- Control de calidad de sistema de aplicación anticorrosivo
- Sistema de protección catódica
- Se contará con procedimientos para Construcción y Puesta en Operación de Gasoductos.

- Se contará con personal especializado y certificado para que realice las uniones por termofusión en la tubería
- Se contará con un Programa de Patrullaje y Mantenimiento de toda la red.
- Se contará con Programa de Respuesta a Emergencias
- Se contará con Programa de verificación de instalación. (prueba de hermeticidad)
- Se realizará anualmente un programa de mantenimiento periódico (mensual, trimestral, semestral y/o anual) aplicable a todo el sistema
- Se contará con Programa de verificación de instalación. (prueba de hermeticidad)
- Señalización de trayectoria del ducto, visible de forma clara y perceptible.
- Se colocará una cinta de advertencia de plástico que estará a 30 cm para clase de localización 1 y 40 cm en Clases de localización 2,3 y 4 cm sobre el lomo superior del tubo alojado en las zanjas, que en su centro llevará la leyenda “Peligro Gas Natural”.
- CMG entregará planos con ubicación de los ductos a las autoridades de Desarrollo Urbano y de la Secretaría de Comunicaciones y Transportes

#### IV. CONCLUSIONES

Como resultado de la identificación, ponderación y jerarquización de riesgos se identificaron con la aplicación de la metodología ¿Qué pasa sí...? 245 escenarios de riesgos, resultando 203 escenarios con Riesgo Tolerable “C”; 30 escenarios de Riesgo ALARP “B” y 12 de riesgo No tolerable “A”.

Una vez realizado el estudio de Riesgo Ambiental para el **Proyecto Gasoducto Howard – CMG** se considera que las prácticas relacionadas con el transporte de gas natural, están apegadas a los criterios establecidos en normatividades aplicables. Los resultados que la identificación de riesgos probables determinados, concuerda con aquellos que generalmente resultan de la práctica del transporte de gas natural.

La afectación al medio ambiente derivada de la distribución de gas natural es irrelevante durante la operación normal y las posibles afectaciones al ambiente están presentes en la ocurrencia de un evento que involucre un escape de gas y su consecuente incendio y/o explosión.

El escenario de mayor impacto ante la aparición de alguno de los eventos anteriormente mencionados fue identificado como resultado de una sobrepresión en el punto de interconexión con el Gasoducto existente.

Se modelaron 4 escenarios de riesgo, para el **Proyecto Gasoducto Howard – CMG**:

- Escenario 1 Ruptura total con posible incendio y explosión en Ducto de 8” Ø API 5L X42 CED .406” de 1714 m, con interconexión a ducto existente [REDACTED] Peor caso.
- Escenario 2 Fuga de gas en bridas y accesorios con posible incendio y explosión en Ducto de 8” Ø API 5L X42 CED .406” de 1714 m, con interconexión a ducto existente

[REDACTED] Caso más probable, (2" Ø).

- Escenario 3 Fuga de gas en bridas y accesorios con posible incendio y explosión en Ducto de 8" Ø API 5L X42 CED .406" de 1714 m, con interconexión a ducto existente

[REDACTED] Caso alterno, (2.4" Ø y 1.6" Ø).

- Escenario 4 Ruptura total con posible incendio y explosión en válvulas de seccionamiento, diámetro de la tubería (8" Ø y 12 "Ø). Peor caso.

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

Para cada escenario simulado, se determinaron las zonas de alto riesgo y amortiguamiento, utilizando los criterios establecidos por la SEMARNAT, para radiación térmica: 5 kW/m<sup>2</sup> para la zona de alto riesgo y 1.4 kW/m<sup>2</sup> para la zona de amortiguamiento y para sobrepresión 1 psi par a la zona de alto riesgo y 0.5 psi para la zona de amortiguamiento. Las gráficas generadas de la simulación de consecuencias para cada uno de los escenarios simulados se incluyen en el Anexo II.1, los planos con los radios de afectación se incluyen en el Anexo II.2.

Los radios de afectación por radiación térmica resultaron con las mayores distancias para la zona de amortiguamiento (1,4 kW/m<sup>2</sup>) con valor de 179.47 m, y para la zona de alto riesgo (5,0 kW/m<sup>2</sup>) un valor de 105.58 m y para sobrepresión 243.60 m para la zona de amortiguamiento (0.5 psi) y 129.49 m para la zona de alto riesgo (1 psi). Dichos escenarios corresponden al peor caso, es decir, ruptura de línea, las cuales tienen una probabilidad baja, pero consecuencia severa.

## V. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- **Center for Chemical Process Safety**, 2008.Guidelines for Hazard Evaluation Procedures third edition. American Institute of Chemical Engineers. New York, N.Y.; U.S.A.
- **Center for Chemical Process Safety**, 2000.Guidelines for Chemical Process Quantitative Risk Analysis 2nd edition. American Institute of Chemical Engineers. New York, N.Y.; U.S.A.
- **Compañía Mexicana de Gas, S.A.P.I. de C.V.**, Procedimiento DG-SASIPA-SI-02741 Rev. 3 “Guía para Realizar Análisis De Riesgos”
- **Compañía Mexicana de Gas, S.A.P.I. de C.V.**, Planos y Memoria técnica descriptiva de las instalaciones necesarias a Construir para realizar la interconexión al ducto de transporte [REDACTED] desde la estación de regulación de CMG hacia el Ducto de 8” donde se interconecta al sistema de distribución [REDACTED] propiedad de compañía mexicana de gas a través de una tubería de 12” Ø API 5I x42 ced .406 de 760m de largo y 8” Ø API 5I X42 ced .375” de 1714m.
- **Compañía Mexicana de Gas, S.A.P.I. de C.V.**, Planos y Memoria justificativa, descriptiva y de cálculo del cruzamiento subterráneo de gasoducto de 12”Ø dentro de camisa de protección de 18”Ø acero bajo DDV autopista 85D Monterrey-Nuevo Laredo a la altura de su km.32+686.00 SCT.
- **Compañía Mexicana de Gas, S.A.P.I. de C.V.**, Planos y Memoria justificativa, descriptiva y de cálculo de la Instalación Marginal de Gasoducto de 8”Ø de acero en DDV de autopista 85D Monterrey – Nuevo Laredo desde el km.30+976.00 al km.32+696.00.
- **Fundación MAPFRE, J.M.** Santamaría Ramiro y P.A. Braña Aísa, Análisis y reducción de riesgos en la industria química.
- **Gasoductos y Estaciones del Norte S.A. de C.V.**, Filosofía de operación ER 6000, FO-GDGM-ING-01-15 Rev. 0
- **Gasoductos y Estaciones del Norte S.A. de C.V.**, Diagrama de tubería e instrumentación ER-6000, FO-GDGM-ING-01-02 Rev. 1
- **Guidelines for Quantitative Risk Assessment CPR18E** (Purple book ed. 1999) de TNO
- **PEMEX Exploración y Producción, 2006**, Criterios Técnicos para Simular Escenarios de Riesgo por Fugas y Derrames de Sustancias Peligrosas, en Instalaciones de Petróleos Mexicanos, Clave DCO-GDOESSPA-C-001, Rev. 1.

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