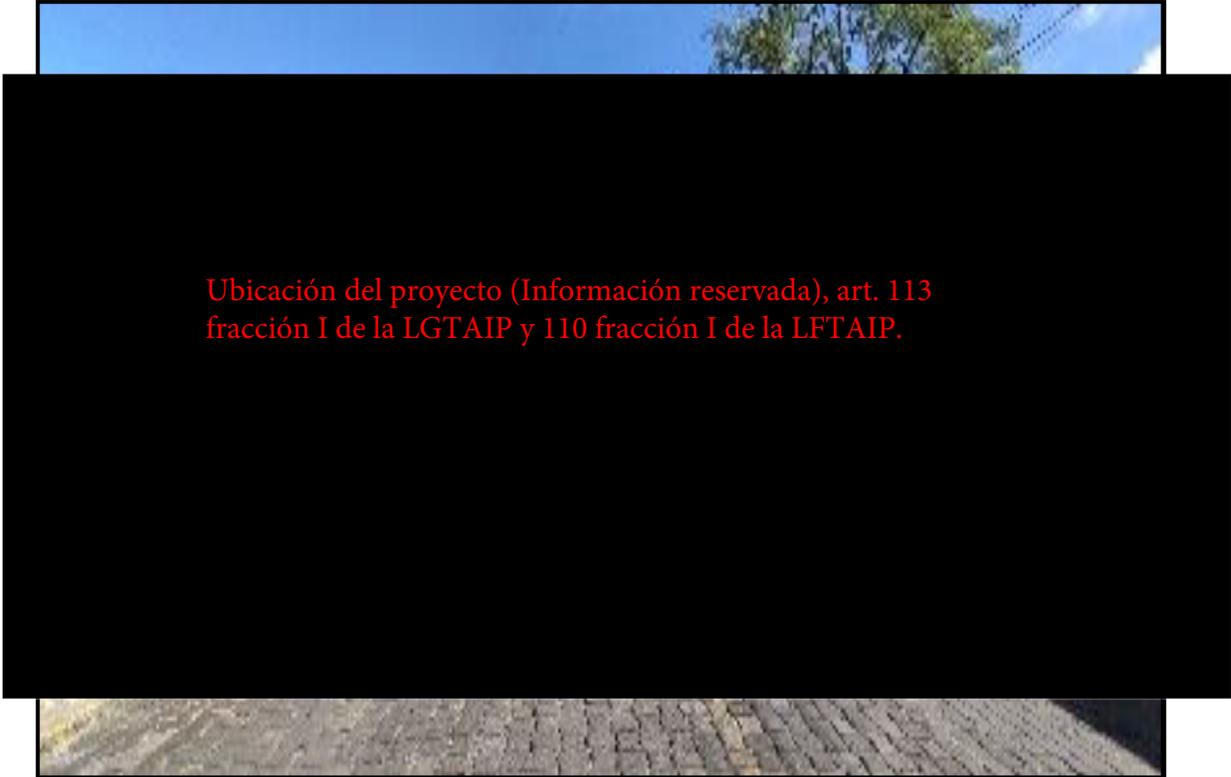


# ANÁLISIS DE RIESGO SECTOR HIDROCARBUROS

## “SDGN XALAPA”



Ubicación del proyecto (Información reservada), art. 113  
fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

ELABORÓ: AARENAZA SC

## Contenido

1	Objetivo .....	1
2	Generalidades .....	1
3	Definiciones .....	5
4	Contenido del análisis de riesgo para el sector hidrocarburos .....	8
4.1	Descripción del proyecto.....	8
4.1.1	Medidas de mitigación .....	9
4.1.2	Planes Y Programas De Desarrollo Estatales Y Municipales .....	11
4.1.3	Transporte por ductos.....	12
4.2	Descripción del proceso.....	15
4.3	Descripción del entorno .....	61
4.3.1	Proyecto .....	74
4.4	Análisis y evaluación de riesgos .....	77
4.4.1	Identificación de peligros y jerarquización de escenarios de riesgo .....	77
4.4.2	análisis cuantitativo de riesgo .....	83
4.5	Representación en planos de los radios potenciales de afectación.....	152
4.6	Análisis de vulnerabilidad e interacciones de riesgo .....	152
4.6.1	Análisis de vulnerabilidad .....	152
4.6.2	Interacciones de riesgo.....	169
4.7	Reposicionamiento de escenarios de riesgo.....	173
4.8	Sistemas de seguridad y medidas para administrar los escenarios de riesgo ..	177
4.8.1	Sistemas de seguridad .....	177
4.8.2	Medidas preventivas.....	181
4.8.3	Recomendaciones técnico-operativas .....	181
4.9	Conclusiones .....	184
4.10	Resumen ejecutivo .....	185

## Índice de Figuras

<b>Figura 1. Ubicación del proyecto.</b> .....	1
Figura 2. Croquis del proyecto SDGN Emiliano Zapata. ....	3
Figura 3. Ubicación del proyecto.....	9
Figura 4. Señalización a colocar sobre derecho de vía del gasoducto de transporte de gas natural.....	40
Figura 5. Tipos climáticos en el área del proyecto.....	62
Figura 6. Rangos de precipitación.....	64
Figura 7. Tipo de suelo en el área del proyecto .....	73

## Índice de Tablas

Tabla 1. Longitud total de ductos por categoría. ....	2
Tabla 2. Demanda de gas natural por cliente.....	2
Tabla 3. Longitud total de ductos a desarrollar.....	8
Tabla 4. Especificaciones de ducto.....	12
Tabla 5. Clase de localización. ....	13
Tabla 6. Diseño del sistema de protección catódica: Rectificadores. ....	13
Tabla 7. Cruzamientos. ....	13
Tabla 8. Señalamientos. ....	13
Tabla 9. Instalaciones superficiales: Estaciones de bombeo y de compresión.....	13
Tabla 10. Instalaciones superficiales: Estaciones de regulación y/o medición. ....	14
Tabla 11. Instalaciones superficiales: Trampas de envío y/o recibo de diablos y válvulas de seccionamiento.....	15
Tabla 12. Programa de Actividades de Seguridad. ....	42
Tabla 13. Actividades de mantenimiento.....	42
Tabla 14. Características de la sustancia.....	61
Tabla 15. Zonas vulnerables de población vulnerables.....	74
Tabla 16. Zonas vulnerables de población vulnerables.....	75
Tabla 17. Zonas vulnerables de población vulnerables.....	75
Tabla 18. Zonas industriales vulnerables.....	76
Tabla 19. Proximidades con componentes ambientales .....	76
Tabla 20. Proximidades con cuerpos de agua .....	77
Tabla 21. Criterios.....	78
Tabla 22. Clasificación de los escenarios de acuerdo al nivel de riesgo .....	82
Tabla 23. Efectos de la Radiación Térmica.....	102
Tabla 24. Efectos por sobrepresión.....	103
Tabla 25. Valores para Nube de Gas.....	103
Tabla 26. Criterios para el análisis de consecuencias.....	103
Tabla 27. Radios de afectación por jet fire en escenario 1.....	105
Tabla 28. Radios de afectación por sobrepresión en escenario 1.....	107
Tabla 29. Radios de afectación por toxicidad en escenario 1.....	109
Tabla 30. Radios de afectación por jet fire en escenario 2.....	110
Tabla 31. Radios de afectación por sobrepresión en escenario 2.....	112
Tabla 32. Radios de afectación por toxicidad en escenario 2.....	114
Tabla 33. Radios de afectación por jet fire en escenario 3.....	115
Tabla 34. Radios de afectación por sobrepresión en escenario 3.....	117
Tabla 35. Radios de afectación por toxicidad en escenario 3.....	119
Tabla 36. Radios de afectación por jet fire en escenario 4.....	120

## Análisis de Riesgo Sector Hidrocarburos “SDGN Xalapa”

Tabla 37. Radios de afectación por sobrepresión en escenario 4. ....	122
Tabla 38. Radios de afectación por toxicidad en escenario 4.....	124
Tabla 39. Radios de afectación por jet fire en escenario 5. ....	125
Tabla 40. Radios de afectación por sobrepresión en escenario 5. ....	127
Tabla 41. Radios de afectación por toxicidad en escenario 5.....	129
Tabla 42. Radios de afectación por jet fire en escenario 6. ....	130
Tabla 43. Radios de afectación por sobrepresión en escenario 6. ....	132
Tabla 44. Radios de afectación por toxicidad en escenario 6.....	134
Tabla 45. Radios de afectación por jet fire en escenario 7. ....	135
Tabla 46. Radios de afectación por sobrepresión en escenario 7. ....	137
Tabla 47. Radios de afectación por toxicidad en escenario 7.....	139
Tabla 48. Radios de afectación por jet fire en escenario 8. ....	140
Tabla 49. Radios de afectación por sobrepresión en escenario 8. ....	142
Tabla 50. Radios de afectación por toxicidad en escenario 8.....	144
Tabla 51. Radios de afectación por jet fire en escenario 9. ....	145
Tabla 52. Radios de afectación por jet fire. ....	148
Tabla 53. Radios de afectación por jet fire. ....	148
Tabla 54. Radios de afectación por jet fire. ....	149
Tabla 55. Radios de afectación por NDT. ....	149
Tabla 56. Radios de afectación por jet fire. ....	149
Tabla 57. Radios de afectación por NDT. ....	149
Tabla 58. Radios de afectación por jet fire. ....	150
Tabla 59. Radios de afectación por NDT. ....	150
Tabla 60. Radios de afectación por jet fire. ....	150
Tabla 61. Radios de afectación por NDT. ....	150
Tabla 62. Radios de afectación por jet fire. ....	151
Tabla 63. Rangos de afectación por explosión por sobrepresión. ....	151
Tabla 64. Rangos de afectación por NDT. ....	151
Tabla 65. Radios de afectación por jet fire. ....	151
Tabla 66. Rangos de afectación por explosión por sobrepresión. ....	152
Tabla 67. Rangos de afectación por NDT. ....	152
Tabla 68. Descripción de afectaciones en escenario 1. ....	152
Tabla 69. Descripción de afectaciones en escenario 2. ....	154
Tabla 70. Descripción de afectaciones en escenario 3. ....	156
Tabla 71. Descripción de afectaciones en escenario 4. ....	158
Tabla 72. Descripción de afectaciones en escenario 5. ....	159
Tabla 73. Descripción de afectaciones en escenario 6. ....	161
Tabla 74. Descripción de afectaciones en escenario 7. ....	163
Tabla 75. Descripción de afectaciones en escenario 8. ....	165
Tabla 76 Descripción de afectaciones en escenario 9. ....	167
Tabla 77. Descripción de las interacciones de riesgo.....	169
Tabla 78. Programa de Actividades de Seguridad. ....	181
Tabla 79. Recomendaciones de la identificación de peligros y escenarios de riesgo .....	182

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

### 1 Objetivo

El objetivo del presente análisis de riesgo, es dar un amplio panorama acerca de las características del sistema de autoabastecimiento, que permita responder a la necesidad de regular las actividades que involucran el uso, manejo, transporte y/o distribución de sustancias (en este caso gas natural) y actividades consideradas como altamente riesgosas. Así mismo se manifiestan las condiciones de sitios, materiales a utilizar, flujos, presiones de operación.

El conocer los de este sistema de autoabastecimiento de gas natural, es vital para poder identificar los posibles riesgos que estas actividades suponen, tanto en sus etapas de operación o mantenimiento.

Es así como el presente análisis de riesgo para el sector hidrocarburos, permite visualizar las características y así mismo servir como un punto de partida para una correcta planeación ante escenarios adversos, esto es generar medidas tanto preventivas, correctivas o de mitigación ante las distintas actividades que se desarrollan. Todo lo anterior como un conjunto que logre disminuir los riesgos en su mayor nivel y generar zonas y ambientes de trabajo seguros.

### 2 Generalidades

El proyecto se encuentra ubicado en los municipios de Emiliano Zapata, Xalapa, Coatepec y Tlalnahuayocan en el estado de Veracruz de Ignacio de la Llave, como se muestra en la imagen.

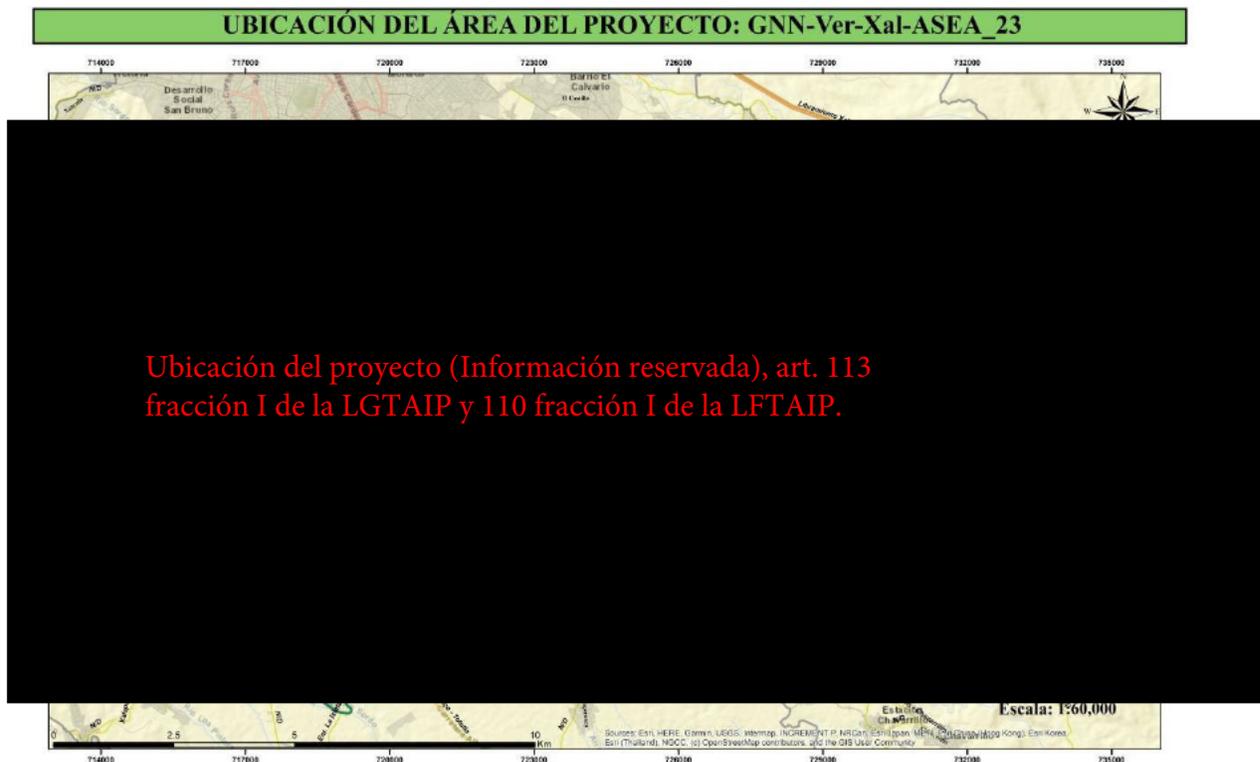


Figura 1. Ubicación del proyecto.

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

Contemplando una MPOP de 21.00 kg/cm<sup>2</sup> (298.69 Psi), y una velocidad de 20.00 m/s en el gasoducto principal de 6” de A.C. La capacidad máxima en de distribución es de 26,875.70 SCMh (22.77 MMSCFD) [100 %].

Consumos máximos prospectado 24,845.70 SCMh (21.05 MMSCFD) [92.44 %]. Quedando una disponibilidad en de distribución de 2.030.00 SCMh (1.72 MMSCFD) [7.56 %]

El proyecto consiste en la interconexión, construcción y operación de un sistema de distribución de gas natural por medio de ductos en la zona geográfica: Xalapa, para el suministro de gas natural, propiedad de la empresa Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.

El gas natural será distribuido por medio de un Gasoducto principal de 6” Ø de A.C y Gasoductos de acometida de 4”, 3” y 2” de Ø de A.C provenientes de la interconexión con el Gasoducto principal de 6” Ø de A.C.

El ramal de transporte tiene una longitud de 514, 310.14

**Tabla 1. Longitud total de ductos por categoría.**

Descripción	Longitud (ml)
<b>GTO. DE A.C. DN 150 MM [6"Ø] CED.80 (INT.)</b>	127.95
GTO. DE A.C. DN 150 MM [6"Ø]	33,225.65
GTO. DE A.C. DN 100 MM [4"Ø]	3,942.19
GTO. DE A.C. DN 80 MM [3"Ø]	40.00
GTO. DE A.C. DN 50 MM [2"Ø]	934.33
GTO. DE PE-4710 DN 200 MM [8"Ø]	528.90
GTO. DE PE-4710 DN 150 MM [6"Ø]	20,430.48
GTO. DE PE-4710 DN 100 MM [4"Ø]	22,646.62
GTO. DE PE-4710 DN 80 MM [3"Ø]	31,833.33
GTO. DE PE-4710 DN 50 MM [2"Ø]	279,287.46
GTO. DE PE-4710 DN 20 MM [3/4"Ø]	121,441.18
<b>Total</b>	<b>514,310.14</b>

**Tabla 2. Demanda de gas natural por cliente.**

CLIENTES INDUSTRIALES	SCMH
CI-01	131.63
CI-02	131.63
CI-03	131.63
CI-04	131.63
CI-05	131.63
CI-06	131.63
CI-07	131.63
CI-08	131.63
CI-09	131.63
CI-10	131.63
CI-11	131.63
CI-12	131.63
CI-13	1501.10
CI-14	8684.04
CI-15	1501.10

SCMH; caudal de un metro cúbico estándar de gas por hora

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

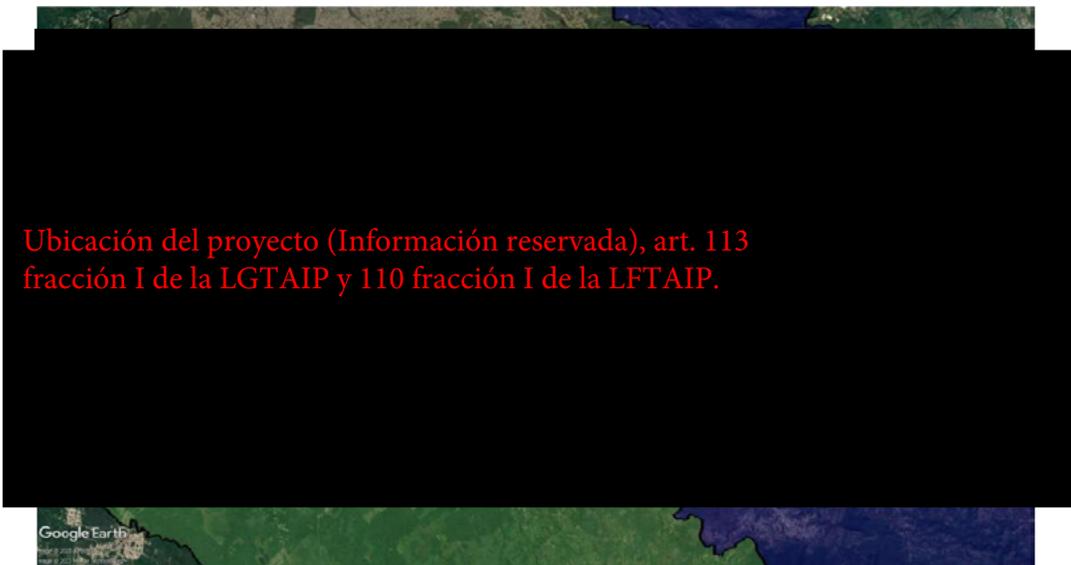


Figura 2. Croquis del proyecto SDGN Emiliano Zapata.

La recepción de gas proviene de la interconexión del gasoducto de 48” Cempoala – Sanata Cruz con un City Gate a construir ubicado al sureste del municipio de Emiliano Zapata, esta misma maneja una presión de operación de 298.69 PSI (21 kg/cm<sup>2</sup>), a través de esta red de distribución, es como se pretende llegar a los distintos clientes, ya sean de tipo comercial o industrial, según sea el caso, para ello se emplearán tuberías de acero al carbón y de polietileno, con diámetros variados, desde 8, 6, 4, 3 y 2 pulgadas, de acuerdo a las necesidades.

La capacidad de empaque del gasoducto en la línea completa incluyendo los ramales a las presiones de operación de máximas de 54.00 kg/cm<sup>2</sup> (768.06 Psi), 21.00 kg/cm<sup>2</sup> (298.69 Psi) y 5.50 kg/cm<sup>2</sup> (78.23 Psi).

**Tuberías a una presión máxima de operación de 54.00 kg/ cm<sup>2</sup> (768.06 Psi).**

Pipe Data...		Conditions...	
Segments...		Pressure:	768.06 Psi
P: 6S-XS L: 127.95 Meters		Elevation:	934 m
Add Delete		Temperature:	18.0 Celsius
Insert Clear			
Calculated Values...			
Total Empty Volume:	2.28 m <sup>3</sup>	Physical Volume:	2.44 m <sup>3</sup>
Total Filled Volume:	135.25 m <sup>3</sup>		
Diameter Units:	Inches	Length Units:	m
Pipe Equivalent:	127.95 m of 5.761 Inches Diameter Pipe		
Calculate	Base Conditions	Clear	Help
Cancel	Open	Save	Print
			Notes
			Close

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

Para empacar la línea a alta presión del gasoducto se requiere un volumen de gas natural de  $135.25 \text{ m}^3$  ( $81.15 \text{ Kg @ } \rho=0.600 \text{ Kg/m}^3$ ) a  $54.00 \text{ kg/cm}^2$  ( $298.69 \text{ Psi}$ ) en una elevación promedio de  $934.00 \text{ m.s.n.m.}$  entre los municipios de Emiliano Zapata, Xalapa y Coatepec en el Estado de Veracruz.

**Tuberías a una presión máxima de operación de  $21.00 \text{ kg/cm}^2$  ( $298.69 \text{ Psi}$ ).**

The screenshot shows the 'Pipe Volume...' window with the following data:

Pipe Data...		Conditions...	
<b>Segments...</b> P: 6S-.219 L: 33225.65 Meters P: 4S-STD L: 3942.19 Meters P: 3S-STD L: 40 Meters P: 2S-STD L: 934.33 Meters		Pressure:	298.69 Psi
<input type="button" value="Add"/> <input type="button" value="Delete"/>		Elevation:	934 m
<input type="button" value="Insert"/> <input type="button" value="Clear"/>		Temperature:	18.0 Celsius
<b>Calculated Values...</b>			
Total Empty Volume:	666.25 m3	Physical Volume:	713.93 m3
Total Filled Volume:	15765.33 m3		
Diameter Units:	in	Length Units:	m
Pipe Equivalent:	313660.20 m of 2.067 in Diameter Pipe		
<input type="button" value="Calculate"/>	<input type="button" value="Base Conditions"/>	<input type="button" value="Clear"/>	<input type="button" value="Help"/>
<input type="button" value="Cancel"/>	<input type="button" value="Open"/>	<input type="button" value="Save"/>	<input type="button" value="Print"/>
<input type="button" value="Close"/>			

Por lo tanto, para empacar la línea a alta presión del gasoducto se requiere un volumen de  $15,765.33 \text{ m}^3$  ( $9,459.20 \text{ Kg @ } \rho=0.600 \text{ Kg/m}^3$ ) a  $21.00 \text{ kg/cm}^2$  ( $298.69 \text{ Psi}$ ) en una elevación promedio de  $934.00 \text{ m.s.n.m.}$  entre los municipios de Emiliano Zapata, Xalapa y Coatepec en el Estado de Veracruz.

**Tuberías a una presión máxima de operación de  $5.50 \text{ kg/cm}^2$  ( $78.23 \text{ Psi}$ ).**

The screenshot shows the 'Pipe Volume...' window with the following data:

Pipe Data...		Conditions...	
<b>Segments...</b> P: 8P-S11 L: 528.9 Meters P: 6P-S11 L: 20430.48 Meters P: 4P-S11 L: 22646.62 Meters P: 3P-S11 L: 31833.33 Meters P: 2P-S11 L: 279287.5 Meters		Pressure:	78.23 Psi
<input type="button" value="Add"/> <input type="button" value="Delete"/>		Elevation:	934 m
<input type="button" value="Insert"/> <input type="button" value="Clear"/>		Temperature:	18.0 Celsius
<b>Calculated Values...</b>			
Total Empty Volume:	1122.46 m3	Physical Volume:	1202.78 m3
Total Filled Volume:	7784.89 m3		
Diameter Units:	in	Length Units:	m
Pipe Equivalent:	3141037.00 m of 0.863 in Diameter Pipe		
<input type="button" value="Calculate"/>	<input type="button" value="Base Conditions"/>	<input type="button" value="Clear"/>	<input type="button" value="Help"/>
<input type="button" value="Cancel"/>	<input type="button" value="Open"/>	<input type="button" value="Save"/>	<input type="button" value="Print"/>
<input type="button" value="Close"/>			

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

Por lo tanto, para empacar la línea a media presión del gasoducto se requiere un volumen de gas natural de 7,784.89 m<sup>3</sup> (4,670.93 Kg @  $\rho=0.608$  Kg/m<sup>3</sup>) a 5.50 kg/cm<sup>2</sup> (78.23 Psi) en una elevación promedio de 934.00 m.s.n.m. entre los municipios de Emiliano Zapata, Xalapa, Coatepec y Tlalnahuayocan en el Estado de Veracruz.

La capacidad total de volumen empacado a las diferentes presiones máximas de operación en los diferentes diámetros y materiales que comprenden la ASEA Xalapa es de 23,685.47 m<sup>3</sup>(14,211.28 Kg @  $\rho=0.600$  Kg/m<sup>3</sup>).

### 3 Definiciones

**Amenaza:** Es el acto que por sí mismo o encadenado a otros, puede generar un daño o afectación al personal, población, medio ambiente, Instalación, producción, otro;

**Análisis de Riesgo de Proceso (ARP):** Aplicación sistemática de una o más metodologías específicas para identificar Peligros y evaluar Riesgos de un proceso o sistema, con el fin de determinar los Escenarios de Riesgo y verificar la existencia de dispositivos, Sistemas de Seguridad, Salvaguardas y barreras suficientes ante las posibles Amenazas que propiciarían la materialización de algún Escenario de Riesgo identificado;

**Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH):** Documento que integra la identificación de peligros, evaluación y Análisis de Riesgos de Procesos, con el fin de determinar metodológica, sistemática y consistentemente los Escenarios de Riesgo generados por un Proyecto y/o Instalación, así como la existencia de dispositivos, Sistemas de Seguridad, Salvaguardas y barreras apropiadas y suficientes para reducir la probabilidad y/o consecuencias de los Escenarios de Riesgo identificados; incluye el análisis de las interacciones de Riesgo y vulnerabilidades hacia el personal, población, medio ambiente, Instalaciones y producción, así como las recomendaciones o medidas de prevención, control, mitigación y/o compensación para la reducción de Riesgos a un nivel Tolerable;

**Análisis Preliminar de Peligros:** Es el resultado de realizar un primer intento para identificar en forma general los posibles Riesgos que pueden originar los Peligros en un Diseño o Instalaciones en operación, para ubicar la situación actual que se tiene respecto de la Administración de los Riesgos;

**Caso Alterno:** Es el evento creíble de una liberación accidental de una Sustancia Peligrosa que es simulado, pero que no corresponde al Peor Caso ni al Caso Más Probable;

**Caso Más Probable:** Con base a la experiencia operativa, es el evento de liberación accidental de una Sustancia Peligrosa, que tiene la mayor probabilidad de ocurrir;

**Efecto Dominó:** También conocido como encadenamiento de eventos, es un evento asociado a un incendio o explosión en una Instalación, que multiplica sus consecuencias por efecto de la sobrepresión, proyectiles o la radiación térmica que se generan sobre elementos próximos y vulnerables, tales como otros recipientes, tuberías o equipos de la misma Instalación o Instalaciones próximas, de tal forma que puedan ocurrir nuevas fugas, derrames, incendios o explosiones que a su vez, pueden nuevamente provocar efectos similares;

**Escenario de Riesgo:** Determinación de un evento hipotético derivado de la aplicación de la metodología de identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos, en el cual se

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

considera la probabilidad de ocurrencia y severidad de las consecuencias y, posteriormente, determinar las zonas potencialmente afectadas mediante la aplicación de modelos matemáticos para la Simulación de consecuencias;

**Estudio de Riesgo (ER):** Documento que indica los Escenarios de Riesgo identificados y evaluados con posibles afectaciones al medio ambiente, de tal manera que mediante el uso de metodologías y herramientas tecnológicas se cuantifiquen los probables daños al medio ambiente, tomando en cuenta las afectaciones sobre la integridad funcional de los ecosistemas, donde se pretende desarrollar un Proyecto. Tiene por objetivo determinar las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento, verificar las vulnerabilidades que probablemente se presenten en caso de materialización de algún Escenario de Riesgo, así como las medidas de prevención, control, y mitigación de Riesgos ambientales, o aquellas que se van a implementar para prevenir las causas o mitigar las afectaciones al medio ambiente. Se incorpora a la Manifestación de Impacto Ambiental (MIA);

**Estudio de Riesgo Ambiental (ERA):** Documento que indica los Escenarios de Riesgo identificados y evaluados con posibles afectaciones al medio ambiente, de tal manera que mediante el uso de metodologías y herramientas tecnológicas se cuantifiquen los probables daños al medio ambiente de un Proyecto en Operación. Tiene por objetivo determinar las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento, verificar las vulnerabilidades que probablemente se presenten en caso de materialización de algún Escenario de Riesgo, así como las medidas de prevención, control, y mitigación de Riesgos ambientales;

**Exposición:** Contacto de las personas o elementos que constituyen el medio ambiente con Sustancias Peligrosas o contaminantes químicos, biológicos o físicos o la posibilidad de una situación peligrosa derivado de la materialización de un Escenario de Riesgo;

**IDLH (“Immediately Dangerous to Life or Health”):** por sus siglas en inglés Inmediatamente Peligroso para la vida o la salud. Es la concentración máxima en el aire de una Sustancia Peligrosa, a la que una persona podría escapar durante un periodo de treinta minutos sin experimentar efectos irreversibles para la salud o síntomas graves que le impidan evacuar;

**Peor Caso:** Corresponde a la liberación accidental del mayor inventario de Sustancia Peligrosa contenida en un recipiente, línea de proceso o ducto, sin necesidad de conocer las causas ni su probabilidad de ocurrencia;

**Proyecto:** Actividad del Sector Hidrocarburos que se desarrolla o se pretende desarrollar en una o varias Instalaciones, y que se encuentra vinculada a un permiso o autorización emitido por la Secretaría de Energía o la Comisión Reguladora de Energía o bien, a un Plan de Exploración o de Desarrollo para la Extracción, aprobados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos;

**Riesgo Inherente:** Es propio del trabajo o proceso, que no puede ser eliminado del sistema, es decir, en todo trabajo o proceso se encontrarán Riesgos para las personas o para la ejecución de la actividad en sí misma. Es el Riesgo intrínseco de cada actividad, sin tener en cuenta los controles y medidas de reducción de Riesgos;

**Riesgo Residual:** Es el Riesgo remanente después del tratamiento de Riesgo, es decir, una vez que se han implementado controles y medidas de reducción de Riesgos para

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

mitigar el Riesgo Inherente; el Riesgo Residual puede contener Riesgos no identificados, también puede ser conocido como Riesgo retenido;

**Riesgo Tolerable:** Es el Riesgo que se acepta en un contexto dado basado en los valores actuales de la sociedad;

**Salvaguarda:** Dispositivo, sistema, procedimientos o programas, entre otros, destinados a proteger la seguridad física integral de las personas, el medio ambiente o la Instalación;

**Sistemas de Seguridad:** Conjunto de equipos y componentes que se interrelacionan y responden a las alteraciones del desarrollo normal de los procesos o actividades en la Instalación y previenen situaciones que normalmente dan origen a Accidentes o emergencias;

**Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS):** Es un Sistema de Seguridad que tiene implementadas una o más funciones de cualquier combinación de sensores (elementos primarios), controlador lógico y elementos finales;

**Simulación:** Representación de un Escenario de Riesgo o fenómeno mediante la utilización de sistemas o herramientas de cómputo, modelos físicos o matemáticos u otros medios, que permite estimar las consecuencias de dichos escenarios a partir de las propiedades físicas y químicas de las sustancias o componentes de las mezclas de interés, en presencia de determinadas condiciones y variables atmosféricas;

**Sustancia Explosiva:** La que genera una gran cantidad de calor y ondas de sobrepresión de manera espontánea o por acción de alguna energía;

**Sustancia Inflamable:** Aquella capaz de formar una mezcla con el aire en concentraciones tales para prenderse espontáneamente o por la acción de una fuente de ignición;

**Sustancia Peligrosa:** Cualquier sustancia que, al ser emitida, puesta en ignición o cuando su energía es liberada (fuego, explosión, fuga tóxica) puede causar daños al ambiente, a las personas y a las Instalaciones debido a sus características de toxicidad, inflamabilidad, explosividad, corrosión, inestabilidad térmica, calor latente o compresión;

**Sustancia Tóxica:** Aquella que puede producir en organismos vivos, lesiones, enfermedades, alteraciones al material genético o muerte;

**TLV (15 min, STEL):** (“Threshold Limit Value-Short Term Exposure Limit”, por sus siglas en inglés) Valor umbral límite-Límite de Exposición a corto plazo. Exposición para un periodo de 15 minutos, que no puede repetirse más de 4 veces al día con al menos 60 minutos entre periodos de Exposición;

**TLV (8 h. TWA):** (“Threshold Limit Value-Time Weighted Average”, por sus siglas en inglés). Valor umbral límite-Promedio ponderada en el tiempo. Concentración ponderada para una jornada normal de trabajo de ocho horas y una semana laboral de cuarenta horas, a la que pueden estar expuestos casi todos los trabajadores repetidamente día tras día, sin que se evidencien efectos adversos;

**Vulnerabilidad:** Es la mayor o menor facilidad de la ocurrencia de una Amenaza en virtud de las condiciones que imperan; puede decirse que son los puntos o momentos de debilidad

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

que se tienen y pueden favorecer la ocurrencia de un acto negativo o el aumento de las consecuencias de este;

**Zona de Amortiguamiento para el Análisis de Riesgo:** Área donde pueden permitirse determinadas actividades productivas que sean compatibles, con la finalidad de Salvarguardar a la población y al ambiente, y

**XXX. Zona de Alto Riesgo para el Análisis de Riesgo:** Área de restricción total en la que no se deben permitir actividades distintas a las del Proyecto.

## 4 Contenido del análisis de riesgo para el sector hidrocarburos

### 4.1 Descripción del proyecto

La amplia red de distribución proyectada para poder suministrar de gas natural a los distintos tipos de clientes, comprende en su totalidad un largo de 513,310.14 metros lineales, los cuales se distribuyen de la siguiente manera.

Tabla 3. Longitud total de ductos a desarrollar.

Descripción	Longitud (ml)
GTO. DE A.C. DN 150 MM [6"Ø] CED.80 (INT.)	127.95
GTO. DE A.C. DN 150 MM [6"Ø]	33,225.65
GTO. DE A.C. DN 100 MM [4"Ø]	3,942.19
GTO. DE A.C. DN 80 MM [3"Ø]	40.00
GTO. DE A.C. DN 50 MM [2"Ø]	934.33
GTO. DE PE-4710 DN 200 MM [8"Ø]	528.90
GTO. DE PE-4710 DN 150 MM [6"Ø]	20,430.48
GTO. DE PE-4710 DN 100 MM [4"Ø]	22,646.62
GTO. DE PE-4710 DN 80 MM [3"Ø]	31,833.33
GTO. DE PE-4710 DN 50 MM [2"Ø]	279,287.46
GTO. DE PE-4710 DN 20 MM [3/4"Ø]	121,441.18
Total	514,310.14

El acceso a las distintas áreas del proyecto, no se ve limitado, debido a que el proyecto casi en su totalidad recorre por el área denominada como derecho de vía de carreteras, lo cual permite su fácil acceso.

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

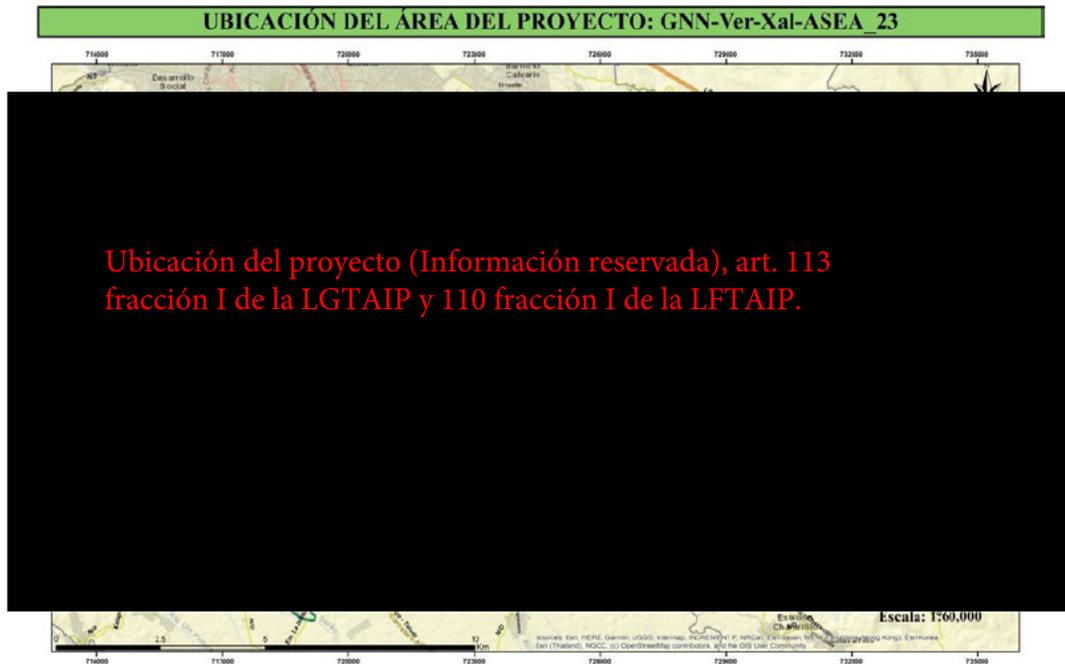


Figura 3. Ubicación del proyecto.

### 4.1.1 Medidas de mitigación

1. Durante las etapas de preparación del sitio y construcción, el mantenimiento de la maquinaria y la revisión de la misma deberá ser constante, todas ellas deberán cumplir con un programa de mantenimiento periódico de acuerdo con las recomendaciones del fabricante, con la finalidad de disminuir la contaminación por combustión de las máquinas (gases y humos), así como las posibles fugas de aceite y combustibles que puedan afectar al suelo.
2. Se humedecerá el área con riego antes de trabajar con movimiento de tierras o materiales, con el fin de controlar la generación y emisión fugitiva de partículas a la atmósfera.
3. La circulación de maquinaria por caminos interiores de terracería será a baja velocidad para reducir la generación de emisiones de partículas. Para tal efecto debe programarse la oportuna entrega o recepción de los materiales, con lo que se evitará el exceso de velocidad.
4. El agua a utilizar para minimizar la emisión de polvos y compactación será obtenida de sitios autorizados y se operará programa de optimización del uso del agua.
5. Canalizar los escurrimientos pluviales hacia las áreas de drenaje natural (arroyos), manteniendo el patrón de escurrimientos de la zona.
6. Se establecerán límites en los horarios durante todas las actividades de la obra; para las actividades que generan ruido y así reducir su impacto dentro de la zona.
7. Los residuos peligrosos que se generen se recolectarán diariamente para ser enviados a almacén temporal que sea conforme a las disposiciones de la Ley General de Prevención y Gestión Integral de los Residuos y su Reglamento, y serán entregados a una empresa autorizada para su traslado al sitio de disposición final o

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

tratamiento autorizado, según corresponda. Aceites lubricantes gastados, Sólidos impregnados con hidrocarburos y Recipientes que contuvieron materiales peligrosos.

8. El almacenamiento temporal de los residuos sólidos municipales (empaques y envases de papel, restos de comida, cartón, plástico y vidrio, principalmente), será en tambores plásticos con tapa con capacidad de 200 litros, con retiro periódico para su disposición en sitios que garanticen su correcto manejo y que autorice la autoridad municipal, lo anterior a efecto de evitar la contaminación del suelo, la presencia de fauna nociva y la producción de olores. Estos recipientes se identificarán para contener residuos orgánicos e inorgánicos.
9. Se destinarán e identificarán áreas específicas para el almacenamiento temporal de los residuos de manejo especial (cascajo, pedacería de madera, metales varios, entre otros), contemplándose medios para evitar la contaminación del suelo, su retiro será periódico para su reúso y disposición en sitios autorizados por la autoridad estatal.
10. El material vegetativo que no haya sido trasplantado deberá reducirse a su mínima expresión y disponerse en el sitio de almacenamiento de suelo fértil recuperado, a fin de que la materia orgánica se reincorpore al suelo.
11. No acumular residuos de origen vegetal, o cualquier otro, fuera o dentro de los límites de las áreas de almacenamiento temporal, salvo en casos de emergencia y por períodos muy breves.
12. Queda estrictamente prohibido coleccionar, dañar o comercializar las especies vegetales dentro y fuera de las áreas de proyecto.
13. En caso de encontrarse especies de flora bajo estatus de protección en las áreas donde se ejecutarán las obras, se realizará colecta de semillas o de frutos o de partes vegetativas para su propagación y de esta manera asegurar su supervivencia.
14. Queda estrictamente prohibido: cazar, capturar, dañar y comercializar especies de fauna silvestre.
15. Prohibir y vigilar que el personal de obra acceda a áreas distintas a las del proyecto, a fin de mantener sin impacto las vecindades del proyecto.
16. Realizar los trabajos de desmonte en aquellos sitios con vegetación y despirme en forma gradual, con el objeto de permitir la salida de la fauna silvestre permitiendo su reacomodo gradual en otras zonas.
17. El suelo fértil que sea retirado por las actividades de despirme de las áreas de trabajo será almacenado temporalmente con el fin de reutilizarlo en la rehabilitación de sitios.
18. Para el mantenimiento y reparación de maquinaria y equipo se operará taller temporal que contará con piso con material impermeable para evitar la contaminación del suelo, el producto de la limpieza de material derramado será manejado como residuo peligroso.
19. Se elaborará un plan preventivo de contingencias e incendios para mantener la salud de las áreas con vegetación densa.

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

20. Se contará con planes de manejo ambiental para cada uno de los factores afectados por las actividades desarrolladas en el proyecto.
21. Instrumentar un programa de señalización ambiental.
22. Para detener procesos erosivos en los sitios con baja consolidación de materiales y sus alrededores se deberán construir presas filtrantes o trampas sedimentarias.

### 4.1.2 Planes Y Programas De Desarrollo Estatales Y Municipales

#### 4.1.2.1 Plan De Desarrollo Del Estado De Veracruz

El estado de Veracruz está dividido en 10 regiones geo culturales, ubicando al proyecto en la región denominada “ALTIPLANO PULQUERO”, donde localizamos al municipio de Emiliano Zapata que cuenta con su Plan de Desarrollo Urbano y Ordenamiento Territorial del 2020-2024.

El Plan Veracruzano de Desarrollo (PVD) 2019-2024 está conformado por tres ejes generales y dos transversales, que se ajustan cabalmente a los ejes del Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2019-2024.

Se reflejan las principales demandas de la sociedad veracruzana: legalidad y justicia social, desarrollo económico democrático, acceso a bienes y servicios básicos.

se consideran dos ejes transversales, que se urgieron a enmarcar las acciones y políticas públicas implementadas, a fin de garantizar poner a las personas en el centro de las acciones y priorizar el beneficio público y la paz social.

De acuerdo con el Plan de Desarrollo Municipal; Xalapa tiene condiciones ambientales excepcionales. Buen clima, diversidad en vegetación, sistemas arbóreos, ríos y lo más importante una creciente consciencia ciudadana por el cuidado del medio ambiente.

La relación entre medio ambiente y desarrollo ha evolucionado y ha llegado a convertirse en parte del desarrollo sustentable, por el cuidado y respeto del entorno ambiental. La modificación de esta práctica común llevó a reconocer la importancia de la dimensión ambiental en el desarrollo, en ese sentido las riquezas naturales de cada ciudad son distintas, y Xalapa es superior. Por lo que el estilo de desarrollo debe tomar un camino que sea congruente y compatible con la naturaleza.

El proyecto, corresponde a la construcción de una infraestructura, que contribuye en la mejora y fortalecimiento industrial, que permite a distintos clientes mayor facilidad al acceso de energético para el desarrollo de sus funciones de una manera segura y sostenible, cabe destacar que la empresa es cuidadosa con las actividades a realizar evitando la generación de impactos de grandes magnitudes y que el proyecto se considera como una oportunidad de empleo para los poblados aledaños y que contribuye al desarrollo económico para los habitantes de la región.

El proyecto se apega a lo estipulado en los planes de desarrollo, esto es, Crecimiento económico y trabajo de calidad, fomentando de manera indirecta la creación de nuevos empleos e impulsando el desarrollo económico del Municipio y del Estado.

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

### 4.1.3 Transporte por ductos

Tabla 4. Especificaciones de ducto.

Nombre o segmento del ducto	Origen (km)	Destino (km)	Coordenadas UTM				Espesor (in <sup>*</sup> )	Diámetro (in)	Presión de Prueba Hermeticidad (kg/cm <sup>2</sup> )	Especificación del ducto	Código de diseño	Presión de diseño y operación (kg/cm <sup>2</sup> )			
			Inicio		Fin							Min	Normal	Máx	Máx de diseño
			X	Y	X	Y									
A	0+000	25+401.35	<p style="color: red; text-align: center;">Coordenada del proyecto (Información reservada), art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.</p>				0.219	6	54	Acero al carbón API 5L Gr. X52	ANSI 300	37.6	44.5	54	75
B	0+000.52	0+000.52					0.237	4	21	Acero al carbón API 5L Gr. X42	ANSI 300	20	21	21	25.15
D	0+000.38	0+000.46					0.154	2	21	Acero al carbón API 5L Grado B	ANSI 300	20	21	21	25.15
E	0+001.69	0+002.03					0.863	8	5.5	PEAD 4710 SDR 11	ANSI 300	4.5	5.5	5.5	7
F	0+001.00	0+000.75					0.219	6	5.5	PEAD 4710 SDR 11	ANSI 300	4.5	5.5	5.5	7
G	0+002.41	0+001.74					0.237	4	5.5	PEAD 4710 SDR 11	ANSI 300	4.5	5.5	5.5	7
H	0+001.50	0+001.12					0.216	3	5.5	PEAD 4710 SDR 11	ANSI 300	4.5	5.5	5.5	7

Nota: Las especificaciones del ducto deben cubrir la longitud total del tramo evaluado. \*in: pulgadas

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

Tabla 5. Clase de localización.

Se anexa tabla

Tabla 6. Diseño del sistema de protección catódica: Rectificadores.

Se anexa tabla

Tabla 7. Cruzamientos.

Se anexa tabla

Tabla 8. Señalamientos.

Se anexa tabla

Tabla 9. Instalaciones superficiales: Estaciones de bombeo y de compresión.

Instalaciones superficiales: Estaciones de bombeo y de compresión										
Nombre	Ubicación (Km) y /o coordenadas UTM		Pasos de regulación	Presión de operación primer paso de regulación (kg/cm2)		Presión de operación segundo paso de regulación (kg/cm2)		Flujo de diseño y operación		
	X	Y		Entrada	Regulada	Entrada	Regulada	Min	Normal	Max
ERM Tipo 01	Coordenada del proyecto (Información reservada), art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.		1	21	N/A	N/A	N/A	26.88 SCMH	672.31 SCMH	3.826.5 5 SCMH
ERM Tipo 02			1	21	N/A	N/A	N/A	1,085. 40 SCMH	4,009.09 SCMH	7,579,9 3 SCMH
ERM Tipo 03			1	21	N/A	N/A	N/A	3,562. 29 SCMH	4,300.87 SCMH	13052. 75 SCMH
ERM Tipo 04			N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
ERM Tipo 05			N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
ERM Tipo 06			N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
ERM Tipo 07			N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
ERM Tipo 08			N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
ERM Tipo 09			N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
ERM Tipo 10			N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
ERM Tipo 11			N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
ERM Tipo 12			N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
ERM Tipo 13			N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
E.R.M. CI-01			1	21	N/A	N/A	N/A	0.33 SSMH	131.63 SCMH	616.40 SCMH
E.R.M. CI-02			1	5.5	N/A	N/A	N/A	1,316. 30 SCMH	1,501.10 SCMH	2,222.1 4 SCMH

### Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos "Xalapa"

E.R.M. CI-03	Coordinada del proyecto (Información reservada), art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.	1	5.5	N/A	N/A	N/A	N/A	5,581.12 SCMH	8648.0 4 SCMH
E.R.M. CI-04		N/A	N/A						
E.R.M. CI-05		N/A	N/A						
E.R.M. CI-06		N/A	N/A						
E.R.M. CI-07		N/A	N/A						
E.R.M. CI-08		N/A	N/A						
E.R.M. CI-09		N/A	N/A						
E.R.M. CI-10		N/A	N/A						
E.R.M. CI-11		N/A	N/A						
E.R.M. CI-12		N/A	N/A						
E.R.M. CI-13		N/A	N/A						
E.R.M. CI-14		N/A	N/A						
E.R.M. CI-15		N/A	N/A						

Tabla 10. Instalaciones superficiales: Estaciones de regulación y/o medición.

ELEMENTOS SUPERFICIALES					
No.	Descripción	Cadenamiento	Coordenadas: UTM Datum: WGS84 Región: 14Q		
			X	Y	
<b>E.R.M.</b>					
1	E.R.M. 01	0+000.00	G1		
2	E.R.M. 02	0+000.00	H2		
3	E.R.M. 03	0+000.00	G2		
4	E.R.M. 04	0+000.00	F1		
5	E.R.M. 05	0+000.00	F4		
6	E.R.M. 06	0+000.00	E1		
7	E.R.M. 07	3+093.77	F2		
8	E.R.M. 08	0+000.00	H57		
9	E.R.M. 09	0+000.00	E3		
10	E.R.M. 10	0+000.00	E2		
11	E.R.M. 11	0+000.00	F6		
12	E.R.M. 12	0+000.00	H47		
13	E.R.M. 13	0+000.00	F5		
<b>E.R.M. C-00</b>					
14	E.R.M. CI-01	0+003.17	D4		
15	E.R.M. CI-02	0+016.72	D5		
16	E.R.M. CI-03	0+108.26	D6		
17	E.R.M. CI-04	0+028.71	D7		
18	E.R.M. CI-05	0+009.41	D3		
19	E.R.M. CI-06	0+132.88	D2		
20	E.R.M. CI-07	0+122.80	D1		

Coordinada del proyecto (Información reservada), art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

21	E.R.M. CI-08	0+010.58	D9
22	E.R.M. CI-09	0+085.16	D8
23	E.R.M. CI-10	0+003.00	D17
24	E.R.M. CI-11	0+002.00	D16
25	E.R.M. CI-12	0+241.00	D14
26	E.R.M. CI-13	0+053.04	F11
27	E.R.M. CI-14	0+028.18	F10
28	E.R.M. CI-15	3+132.68	F6

Coordenada del proyecto (Información reservada), art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

**Tabla 11. Instalaciones superficiales: Trampas de envío y/o recibo de diablos y válvulas de seccionamiento.**

Se anexa tabla

### 4.2 Descripción del proceso

- Descripción del sistema de transporte

#### Alcance e instalaciones que conforman el proyecto.

El sistema de distribución de gas natural, tiene como punto de origen la interconexión con el gasoducto de 48” Cempoala – Santa Cruz, con el city gate, a partir del cual se inicia la distribución a clientes tanto de tipo industrial como comercial, los cuales están distribuidos por los municipios de Emiliano Zapata, Xalapa, Coatepec y Tlalnelhuayocan, para lograr la construcción de esta infraestructura para distribución del gas natural, se emplearan ductos a base de material que es acero al carbón de grosor de 6, 4, 3, 2 pulgadas y de polietileno, con diámetros de 8, 6, 4, 3, 2 y  $\frac{3}{4}$  de pulgadas.

#### Origen y destino.

El gas natural será distribuido por medio de un Gasoducto principal de 6” de Ø de AC, y Gasoductos de acometida de 4”, 3” y 2” de Ø de AC, provenientes de la interconexión con el gasoducto principal de 6” de Ø de AC propiedad de GNN. Teniendo como presión máxima de operación los 298.69 psi (21.00 Kg/cm<sup>2</sup>) hasta la acometida de cada E.R.M. conectada al Sistema de Distribución.

Se han proyectado sobre toda la trayectoria del gasoducto principal de acero, registros con válvulas de seccionamiento de operación manual con desfogue a la atmosfera de manera estratégica para la operación del gasoducto.

Para lograr que el gas natural pueda ser usado en las redes de aprovechamiento de los clientes industriales dentro del Sistema de Distribución, se han diseñaron Estaciones de Regulación y Medición de acuerdo a las necesidades operativas de cada cliente, los cuales tienen el objetivo entregar un fluido limpio y reducir la presión proveniente del gasoducto principal y de acometida hasta la presión de operación solicitada por el cliente, con ello asegurar que los equipos empleados a cada red de aprovechamiento puedan operar de manera confiable y segura, y que la presión no implique un riesgo para el personal de la empresa. Como segundo objetivo de cada Estación de Regulación y Medición es la posibilidad de contabilizar flujo de gas que consume el cliente y realizar la facturación correspondiente.

### Vida útil

La vida útil del proyecto está prevista a 30 años de operación, cabe destacar que este lapso de vida útil puede ser inclusive aún más largo, todo esto dependiendo de condiciones como lo pueden ser el adecuado mantenimiento preventivo, en su caso correctivo a las instalaciones propuesta a desarrollar.

### Bases de diseño

El diseño de la tubería que conforma el sistema de distribución, se sujetará a los requerimientos dispuestos en la **NOM-003-ASEA-2016, DISTRIBUCION DE GAS NATURAL Y LICUADO DE PETROLEO POR DUCTOS**, según el material a emplear:

Tubería de acero al carbono: Los tubos de acero que se utilicen para la conducción de Gas deben satisfacer lo dispuesto en la Norma Oficial Mexicana, así como los requerimientos mínimos de fabricación establecidos en las Normas Mexicanas vigentes; o en ausencia de estas, los estándares internacionales aplicables, de acuerdo al tipo y características del tubo de acero que requiera el Sistema de distribución.

- Cargas estáticas a las que esté sometida la tubería. Se considera la no afectación por cargas externas originadas por suelos inestables, vibraciones mecánicas o sónicas y adición de pesos adicionales a la tubería, como lo son estructuras y edificaciones, principalmente.
- Cargas dinámicas que afectan al sistema. Se consideran a aquellos cruces especiales por donde pasará el gasoducto, tales como: cruces carreteros y caminos rurales, los cuales no se verán afectados ni tampoco representarán un riesgo para la integridad física del gasoducto.
- Presión a que están sujetas las tuberías. El cálculo del espesor necesario para soportar la presión de operación de la red, fue determinado con la fórmula de Barlow, utilizando factores para la clase de localización 4, en el caso de tuberías metálicas.
- Corrosión. La tubería que se instalará en las ERMs, estará cumpliendo con los requisitos de seguridad y operación establecidos en la NOM-007-SECRE-2010.

### Esfuerzos debidos a afectaciones exteriores.

Estos factores están considerados por la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., en los procedimientos de diseño utilizados por la empresa en el ducto que conforma el sistema para transporte de gas natural.

Además de lo indicado anteriormente, en el diseño de la construcción de la tubería, fueron considerados factores, tales como expansión y contracción térmica de la tubería, vibración, fatiga, cruzamientos y condiciones de cargas especiales, sismos y efectos provocados por los cambios de estación, lluvias, inundaciones y deslaves, principalmente.

**Especificaciones Técnicas y Cálculos del Sistema para Transporte de Gas Natural.**

**Cálculo para la tubería de 6” de Acero al Carbón (Interconexión).**

El espesor mínimo de pared del tubo se calcula de acuerdo a la NOM-003-ASEA-2016 Distribución de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por Ductos, de acuerdo a la siguiente formula:

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

Donde:

t = Espesor de pared de la tubería en milímetros

P = Presión manométrica de diseño en kPa

D = Diámetro exterior de la tubería en milímetros

S = Resistencia mínima de cedencia (RMC) en kPa

F = Factor de diseño por densidad de población,

E = Factor de eficiencia de la junta longitudinal de la tubería,

T = Factor de corrección por temperatura del gas,

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

$$t = \frac{7,354.98 \times 168.28}{2 \times 358,527.28 \times 0.40 \times 1 \times 1}$$

$$t = \frac{1,237,696.03}{286,821.82} = \mathbf{4.32 \text{ mm (0.170 in)}}$$

En base al cálculo anterior, se requiere que la tubería de 6” de diámetro tenga un espesor mínimo de 4.32 mm (0.170”).

Para al espesor que nos dio en el cálculo anterior, se va a agregar una tolerancia de 0.150t (0.65 in) por fabricación y un espesor adicional de vida útil de 0.038 mm por año, calculando una vida útil de 40 años esto nos da 1.52 mm.

$$t = 4.32 + 0.65 + 1.52$$

$$t = \mathbf{6.49 \text{ mm (0.255 in)}}$$

De acuerdo al cálculo anterior, se requiere que la tubería de 6” de diámetro tenga un espesor mínimo de 6.49 mm (0.255”), con lo anterior, se demuestra que la tubería que se empleará de acero al carbón de 6” pulgadas de diámetro con un espesor de 10.97 mm (0.432”) fabricada bajo la especificación API 5L Grado X52 para la distribución de Gas Natural, cumplirá satisfactoriamente.

### Cálculo para la tubería de 6” Ø de Acero al Carbón

Utilizando tubería de acero al carbón con costura especificación API 5L Gr. X42, se obtiene el valor de la resistencia mecánica mínima de la tubería.  $S= 289,579.81\text{kPa}$  (42,000 psi).

Considerando una presión de diseño de  $3,447.38\text{kPa}$  (500 psi) se procede a establecer el espesor mínimo requerido para la tubería de 6” Ø AC API 5L Gr. X42, cuyo diámetro exterior es de 168.28 mm (6.625”).

Una vez definidos los factores de diseño se procede a realizar el cálculo del espesor mínimo requerido:

$$t = \frac{P \times D}{2 \times S \times F \times E \times T}$$
$$t = \frac{3,447.38 \times 168.28}{2 \times 289,579.81 \times 0.40 \times 1 \times 1}$$
$$t = \frac{580,125.11}{231,663.85} = \mathbf{2.50 \text{ mm (0.099 in)}}$$

En base al cálculo anterior, se requiere que la tubería de 6” de diámetro tenga un espesor mínimo de 2.50 mm (0.099”).

Para al espesor que nos dio en el cálculo anterior, se va a agregar una tolerancia de 0.5 mm (0.020 in) por fabricación y un espesor adicional de vida útil de 0.038 mm por año, calculando una vida útil de 40 años esto nos da 1.52 mm.

$$t = 2.50 + 0.50 + 1.52$$
$$t = \mathbf{4.52 \text{ mm (0.178 in)}}$$

De acuerdo al cálculo anterior, se requiere que la tubería de 6” de diámetro tenga un espesor mínimo de 4.52 mm (0.178”), con lo anterior, se demuestra que la tubería que se empleará de acero al carbón de 6” pulgadas de diámetro con un espesor de 5.56 mm (0.219”) fabricada bajo la especificación API 5L Grado X42 para la distribución de Gas Natural, cumplirá satisfactoriamente.

### Cálculo para la tubería de 4” Ø de Acero al Carbón.

Utilizando tubería de acero al carbón con costura especificación API 5L Gr. X42, se obtiene el valor de la resistencia mecánica mínima de la tubería.  $S= 289,579.81\text{kPa}$  (42,000 psi)

Considerando una presión de diseño de  $3,447.38\text{kPa}$  (500 psi) se procede a establecer el espesor mínimo requerido para la tubería de 4” Ø AC API 5L Gr. X42, cuyo diámetro exterior es de 114.30 mm (4.50”).

Una vez definidos los factores de diseño se procede a realizar el cálculo del espesor mínimo requerido:

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos "Xalapa"

$$t = \frac{P \times D}{2 \times S \times F \times E \times T}$$
$$t = \frac{3,447.38 \times 114.30}{2 \times 289,579.81 \times 0.40 \times 1 \times 1}$$
$$t = \frac{394,035.53}{231,663.85} = \mathbf{1.70 \text{ mm (0.067 in)}}$$

En base al cálculo anterior, se requiere que la tubería de 4" de diámetro tenga un espesor mínimo de 1.70 mm (0.067").

Para al espesor que nos dio en el cálculo anterior, se va a agregar una tolerancia de 0.5 mm (0.020") por fabricación y un espesor adicional de vida útil de 0.038 mm por año, calculando una vida útil de 40 años esto nos da 1.52 mm.

$$t = 1.70 + 0.50 + 1.52$$
$$t = \mathbf{3.72 \text{ mm (0.146 in)}}$$

De acuerdo al cálculo anterior, se requiere que la tubería de 4" de diámetro tenga un espesor mínimo de 3.72 mm (0.146"), con lo anterior, se demuestra que la tubería que se empleará de acero al carbón de 4" pulgadas de diámetro con un espesor CED. 40 de 6.02 mm (0.237") fabricada bajo la especificación API 5L Grado X42 para la distribución de Gas Natural, cumplirá satisfactoriamente.

### Cálculo para la tubería de 3" Ø de Acero al Carbón.

Utilizando tubería de acero al carbón con costura especificación API 5L Grado B, se obtiene el valor de la resistencia mecánica mínima de la tubería.  $S = 241,316.51 \text{ kPa (35,000 psi)}$

Considerando una presión de diseño de 3,447.38 kPa (500 psi) se procede a establecer el espesor mínimo requerido para la tubería de 3" Ø AC API 5L Grado B, cuyo diámetro exterior es de 88.90 mm (3.50").

Una vez definidos los factores de diseño se procede a realizar el cálculo del espesor mínimo requerido:

$$t = \frac{P \times D}{2 \times S \times F \times E \times T}$$
$$t = \frac{3,447.38 \times 88.90}{2 \times 241,316.51 \times 0.40 \times 1 \times 1}$$
$$t = \frac{306,472.08}{193,053.21} = \mathbf{1.59 \text{ mm (0.063 in)}}$$

En base al cálculo anterior, se requiere que la tubería de 3" de diámetro tenga un espesor mínimo de 1.59 mm (0.063").

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

Para al espesor que nos dio en el cálculo anterior, se va a agregar una tolerancia de 0.5 mm (0.020”) por fabricación y un espesor adicional de vida útil de 0.038 mm por año, calculando una vida útil de 40 años esto nos da 1.52 mm.

$$t = 1.59 + 0.50 + 1.52$$

$$t = 3.61 \text{ mm } (0.142 \text{ in})$$

De acuerdo al cálculo anterior, se requiere que la tubería de 3” de diámetro tenga un espesor mínimo de 3.61 mm (0.142 in), con lo anterior, se demuestra que la tubería que se empleará de acero al carbón de 3” pulgadas de diámetro con un espesor CED. 40 de 5.49 mm (0.216”) fabricada bajo la especificación API 5L Grado B para la distribución de Gas Natural, cumplirá satisfactoriamente.

### Cálculo para la tubería de 2” Ø de Acero al Carbón.

Utilizando tubería de acero al carbón con costura especificación API 5L Grado B, se obtiene el valor de la resistencia mecánica mínima de la tubería.  $S = 241,316.51 \text{ kPa}$  (35,000 psi)

Considerando una presión de diseño de  $3,447.38 \text{ kPa}$  (500 psi) se procede a establecer el espesor mínimo requerido para la tubería de 2” Ø AC API 5L Grado B, cuyo diámetro exterior es de 60.33 mm (2.375”).

Una vez definidos los factores de diseño se procede a realizar el cálculo del espesor mínimo requerido:

$$t = \frac{P \times D}{2 \times S \times F \times E \times T}$$
$$t = \frac{3,447.38 \times 60.33}{2 \times 241,316.51 \times 0.40 \times 1 \times 1}$$
$$t = \frac{207,980.44}{193,053.21} = 1.08 \text{ mm } (0.042 \text{ in})$$

En base al cálculo anterior, se requiere que la tubería de 2” de diámetro tenga un espesor mínimo de 1.08 mm (0.042”).

Para al espesor que nos dio en el cálculo anterior, se va a agregar una tolerancia de 0.5 mm (0.020”) por fabricación y un espesor adicional de vida útil de 0.038 mm por año, calculando una vida útil de 40 años esto nos da 1.52 mm.

$$t = 1.08 + 0.50 + 1.52$$

$$t = 3.10 \text{ mm } (0.122 \text{ in})$$

De acuerdo al cálculo anterior, se requiere que la tubería de 2” de diámetro tenga un espesor mínimo de 3.10 mm (0.122 in), con lo anterior, se demuestra que la tubería que se empleará de acero al carbón de 2” pulgadas de diámetro con un espesor CED. 40 de 3.91

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

mm (0.154”) fabricada bajo la especificación API 5L Grado B para la distribución de Gas Natural, cumplirá satisfactoriamente.

### Cálculo de espesor de la tubería de 8” Ø de Polietileno.

De acuerdo a la NOM-003-ASEA-2016 Distribución de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo por Ductos, cuando se utilice tubería de polietileno para conducción de gas, la máxima presión de operación debe ser igual o menor a la presión de diseño, la cual se determina con alguna de las formas siguientes:

$$P = 2Sh \frac{t}{D - t} (0.32) \quad \text{o} \quad P = 2Sh \frac{1}{(SDR - 1)} (0.32)$$

Donde:

P = Presión manométrica de diseño en kPa

Sh = Resistencia hidrostática a largo plazo en kPa, determinada a una de las siguientes temperaturas: 296 K, 311 K, 322 K o 333K, la cual debe ser determinada superior a la temperatura de operación de la tubería.

t = Espesor de la tubería en milímetros

D = Diámetro exterior de la tubería en milímetros

SDR o RD = Relación del diámetro exterior promedio especificado entre el espesor de pared mínimo especificado.

Presión de Diseño:

$$P_d = 99.56 \text{ psi} = 686.47 \text{ kPa}$$

Presión máxima de Operación:

$$P = 78.23 \text{ psi} = 539.38 \text{ kPa}$$

Resistencia hidrostática. Se considera una resistencia hidrostática:

$$Sh = 1,600.00 \text{ psi} = 11,031.61 \text{ kPa}$$

Diámetro exterior de la tubería. El diámetro exterior **D** para tubería de diámetro nominal de 8” Ø es:

$$D = 8.625 \text{ pulg} = 219.08 \text{ mm}$$

Relación de Dimensiones. La relación del diámetro y el espesor de pared **SDR** a usar para una tubería de 8” Ø es:

$$SDR = 11$$

Una vez definidos los factores de diseño se procede a realizar el cálculo del espesor mínimo requerido:

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

Plastic Pipe Design Formula...

Calculation Method...  
ANSI/ASME B31.8 - 2007

Pipe Data...

Outside Diameter: ? 8P SDR 11 mm i Material Type: Thermoplastic

Wall Thickness: 19.413 mm LT Hydrostatic Strength: ? 11031.610 kPa

Design Pressure: 686.47 kPa

Calculate Clear Help Notes

Cancel Open Save Print Close

De acuerdo al cálculo anterior, se requiere que la tubería de 8" de diámetro tenga un espesor mínimo de 19.413 mm (0.764 in), con lo anterior, se demuestra que la tubería que se empleará de polietileno de alta densidad de 8" de diámetro con un espesor de 19.888 mm (0.783") fabricada bajo la especificación PEAD 4710 SDR 11 para la distribución de Gas Natural, cumplirá satisfactoriamente.

### Cálculo de espesor de la tubería de 6" Ø de Polietileno.

Utilizando tubería de polietileno bajo la especificación PEAD 4710 SDR 11, se obtiene el valor de la resistencia hidrostática de la tubería.  $Sh = 11031.61 \text{ kPa}$  (1,600 psi).

Considerando una presión de diseño de 686.47 kPa (99.56 psi), y una presión máxima de operación de 539.38 kPa (78.23 psi), se procede a establecer el espesor mínimo requerido para la tubería de 6" Ø PEAD 4710 SDR 11, cuyo diámetro exterior es de 168.28 mm (6.625").

Relación de Dimensiones. La relación del diámetro y el espesor de pared **SDR** a usar para una tubería de 6" Ø es: **SDR = 11**

Una vez definidos los factores de diseño se procede a realizar el cálculo del espesor mínimo requerido:

Plastic Pipe Design Formula...

Calculation Method...  
ANSI/ASME B31.8 - 2007

Pipe Data...

Outside Diameter: ? 6P SDR 11 mm i Material Type: Thermoplastic

Wall Thickness: 14.912 mm LT Hydrostatic Strength: ? 11031.610 kPa

Design Pressure: 686.47 kPa

Calculate Clear Help Notes

Cancel Open Save Print Close

De acuerdo al cálculo anterior, se requiere que la tubería de 6" de diámetro tenga un espesor mínimo de 14.912 mm (0.587 in), con lo anterior, se demuestra que la tubería que

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

se empleará de polietileno de alta densidad de 6” de diámetro con un espesor de 15.291 mm (0.602”) fabricada bajo la especificación PEAD 4710 SDR 11 para la distribución de Gas Natural, cumplirá satisfactoriamente.

### Cálculo de espesor de la tubería de 4” Ø de Polietileno.

Utilizando tubería de polietileno bajo la especificación PEAD 4710 SDR 11, se obtiene el valor de la resistencia hidrostática de la tubería.  $Sh = 11031.61$  kPa (1,600 psi).

Considerando una presión de diseño de 686.47 kPa (99.56 psi), y una presión máxima de operación de 539.38 kPa (78.23 psi), se procede a establecer el espesor mínimo requerido para la tubería de 4” Ø PEAD 4710 SDR 11, cuyo diámetro exterior es de 114.30 mm (4.500”).

Relación de Dimensiones. La relación del diámetro y el espesor de pared **SDR** a usar para una tubería de 4” Ø es: **SDR = 11**

Una vez definidos los factores de diseño se procede a realizar el cálculo del espesor mínimo requerido:

Calculation Method...	
ANSI/ASME B31.8 - 2007	
Pipe Data...	
Outside Diameter: ?	4P SDR 11 mm
Material Type:	Thermoplastic
Wall Thickness:	10.129 mm
LT Hydrostatic Strength:	? 11031.610 kPa
Design Pressure:	686.47 kPa
Calculate Clear Help Notes	
Cancel Open Save Print Close	

De acuerdo al cálculo anterior, se requiere que la tubería de 4” de diámetro tenga un espesor mínimo de 10.129 mm (0.399 in), con lo anterior, se demuestra que la tubería que se empleará de polietileno de alta densidad de 4” de diámetro con un espesor de 10.389 mm (0.409”) fabricada bajo la especificación PEAD 4710 SDR 11 para la distribución de Gas Natural, cumplirá satisfactoriamente.

### Cálculo de espesor de la tubería de 3” Ø de Polietileno.

Utilizando tubería de polietileno bajo la especificación PEAD 4710 SDR 11, se obtiene el valor de la resistencia hidrostática de la tubería.  $Sh = 11031.61$  kPa (1,600 psi).

Considerando una presión de diseño de 686.47 kPa (99.56 psi), y una presión máxima de operación de 539.38 kPa (78.23 psi), se procede a establecer el espesor mínimo requerido para la tubería de 3” Ø PEAD 4710 SDR 11, cuyo diámetro exterior es de 88.90 mm (3.500”).

Relación de Dimensiones. La relación del diámetro y el espesor de pared **SDR** a usar para una tubería de 3” Ø es: **SDR = 11**

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

Una vez definidos los factores de diseño se procede a realizar el cálculo del espesor mínimo requerido:

Plastic Pipe Design Formula...

Calculation Method...  
ANSI/ASME B31.8 - 2007

Pipe Data...  
Outside Diameter: ? 3P SDR 11 mm i Material Type: Thermoplastic  
Wall Thickness: 7.878 mm LT Hydrostatic Strength: ? 11031.610 kPa  
Design Pressure: 686.47 kPa

Calculate Clear Help Notes  
Cancel Open Save Print Close

De acuerdo al cálculo anterior, se requiere que la tubería de 3" de diámetro tenga un espesor mínimo de 7.878 mm (0.310 in), con lo anterior, se demuestra que la tubería que se empleará de polietileno de alta densidad de 3" de diámetro con un espesor de 8.103 mm (0.319") fabricada bajo la especificación PEAD 4710 SDR 11 para la distribución de Gas Natural, cumplirá satisfactoriamente.

### Cálculo de espesor de la tubería de 2" Ø de Polietileno.

Utilizando tubería de polietileno bajo la especificación PEAD 4710 SDR 11, se obtiene el valor de la resistencia hidrostática de la tubería.  $Sh = 11031.61 \text{ kPa}$  (1,600 psi).

Considerando una presión de diseño de 686.47 kPa (99.56 psi), y una presión máxima de operación de 539.38 kPa (78.23 psi), se procede a establecer el espesor mínimo requerido para la tubería de 2" Ø PEAD 4710 SDR 11, cuyo diámetro exterior es de 60.33 mm (2.375").

Relación de Dimensiones. La relación del diámetro y el espesor de pared **SDR** a usar para una tubería de 2" Ø es: **SDR = 11**

Una vez definidos los factores de diseño se procede a realizar el cálculo del espesor mínimo requerido:

Plastic Pipe Design Formula...

Calculation Method...  
ANSI/ASME B31.8 - 2007

Pipe Data...  
Outside Diameter: ? 2P SDR 11 mm i Material Type: Thermoplastic  
Wall Thickness: 5.346 mm LT Hydrostatic Strength: ? 11031.610 kPa  
Design Pressure: 686.47 kPa

Calculate Clear Help Notes  
Cancel Open Save Print Close

De acuerdo al cálculo anterior, se requiere que la tubería de 2" de diámetro tenga un espesor mínimo de 5.346 mm (0.210 in), con lo anterior, se demuestra que la tubería que se empleará de polietileno de alta densidad de 2" de diámetro con un espesor de 5.486 mm

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

(0.216”) fabricada bajo la especificación PEAD 4710 SDR 11 para la distribución de Gas Natural, cumplirá satisfactoriamente.

### Cálculo de espesor de la tubería de 3/4” Ø de Polietileno.

Utilizando tubería de polietileno bajo la especificación PEAD 4710 SDR 11, se obtiene el valor de la resistencia hidrostática de la tubería.  $Sh = 11031.61$  kPa (1,600 psi).

Considerando una presión de diseño de 686.47 kPa (99.56 psi), y una presión máxima de operación de 539.38 kPa (78.23 psi), se procede a establecer el espesor mínimo requerido para la tubería de 3/4” Ø PEAD 4710 SDR 11, cuyo diámetro exterior es de 26.70 mm (1.051”).

Relación de Dimensiones. La relación del diámetro y el espesor de pared **SDR** a usar para una tubería de 3/4” Ø es: **SDR = 11**

Una vez definidos los factores de diseño se procede a realizar el cálculo del espesor mínimo requerido:

Calculation Method...	
ANSI/ASME B31.8 - 2007	
Pipe Data...	
Outside Diameter: ?	3/4P SDR 11 mm
Material Type:	Thermoplastic
Wall Thickness:	2.363 mm
LT Hydrostatic Strength:	? 11031.61 kPa
Design Pressure:	686.47 kPa
Calculate Clear Help Notes	
Cancel Open Save Print Close	

De acuerdo al cálculo anterior, se requiere que la tubería de 3/4” de diámetro tenga un espesor mínimo de 2.363 mm (0.093 in), con lo anterior, se demuestra que la tubería que se empleará de polietileno de alta densidad de 3/4” de diámetro con un espesor de 2.3876 mm (0.094”) fabricada bajo la especificación PEAD 4710 SDR 11 para la distribución de Gas Natural, cumplirá satisfactoriamente.

### Trazo y Perfil del Ducto.

La zona donde se ubica el proyecto de para la construcción del sistema de distribución de gas natural, es homogénea, debido a que tiene tramos que podrían decir se son planos y gran parte más del sistema en una topografía accidentada.

### Condiciones de operación

La sustancia manejada en el Sistema para Transporte será el Gas Natural, el cual se distribuirá en estado gaseoso, desde la salida de la City Gate hasta las instalaciones de los socios comerciales. A continuación, se muestran los datos de operación del sistema para transporte de gas natural.

**Sistema de distribución de AC (Alta Presión)**

**Gasoducto Interconexión de 6” Ø AC**

Para la siguiente filosofía de operación del gasoducto de 6” Ø AC que forma parte del sistema de distribución, se tomaron en cuenta las siguientes condiciones operativas y de diseño:

a. Presiones

Presión máxima	<b>768.06 Psi (54.00 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión de operación	<b>632.94 Psi (44.50 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión mínima	<b>534.88 Psi (37.60 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión de diseño	<b>1,066.75 Psi (75.00 Kg/cm<sup>2</sup>)</b>

b. Temperatura

La temperatura de diseño y operativas son:

Temperatura de diseño.	<b>293.15° K (20.00° C)</b>
Temperatura de operación.	<b>291.15° K (18.00° C)</b>

c. Consumo

Los consumos establecidos para el diseño del gasoducto son los siguientes:

Consumo	SCMH	SCFD	SCMD	MMSCFD
Consumo Mínimo	0.33	11.65	7.92	0.000
Consumo Máximo	24,845.70	877,418.44	596,296.80	21.058
Capacidad Máxima	75,078.05	2,651,358.81	1,801,873.20	63.633

**Gasoducto principal de 6” Ø AC**

Para la siguiente filosofía de operación del gasoducto de 6” Ø AC que forma parte del sistema de distribución, se tomaron en cuenta las siguientes condiciones operativas y de diseño:

a. Presiones

Presión máxima	<b>298.69 Psi (21.00 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión de operación	<b>298.69 Psi (21.00 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión mínima	<b>284.47 Psi (20.00 Kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión de diseño	<b>500.00 Psi (25.15 Kg/cm<sup>2</sup>)</b>

b. Temperatura

La temperatura de diseño y operativas son:

Temperatura de diseño.	<b>293.15° K (20.00° C)</b>
Temperatura de operación.	<b>291.15° K (18.00° C)</b>

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

### c. Consumo

Los consumos establecidos para el diseño del gasoducto son los siguientes:

Consumo	SCMH	SCFD	SCMD	MMSCFD
Consumo Mínimo	0.33	11.65	7.92	0.000
Consumo Máximo	24,845.70	877,418.44	596,296.80	21.058
Capacidad Máxima		0.00	0.00	0.000

### Gasoducto secundario de 4” Ø AC

Para la siguiente filosofía de operación del gasoducto de 4” Ø AC que forma parte del sistema de distribución, se tomaron en cuenta las siguientes condiciones operativas y de diseño:

#### a. Presiones

Presión máxima	<b>298.69 Psi (21.00 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión de operación	<b>298.69 Psi (21.00 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión mínima	<b>284.47 Psi (20.00 Kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión de diseño	<b>500.00 Psi (25.15 Kg/cm<sup>2</sup>)</b>

#### b. Temperatura

La temperatura de diseño y operativas son:

Temperatura de diseño.	<b>293.15° K (20.00° C)</b>
Temperatura de operación.	<b>291.15° K (18.00° C)</b>

#### c. Consumo

Los consumos establecidos para el diseño del gasoducto son los siguientes:

Consumo	SCMH	SCFD	SCMD	MMSCFD
Consumo Mínimo	108.59	3,834.82	2,606.16	0.092
Consumo Máximo	4,300.87	151,883.93	103,220.88	3.645
Capacidad Máxima	9,249.82	326,654.51	221,995.61	7.840

### Gasoducto ramal de 3” Ø AC

Para la siguiente filosofía de operación del gasoducto de 3” Ø AC que forma parte del sistema de distribución, se tomaron en cuenta las siguientes condiciones operativas y de diseño:

#### a. Presiones

Presión máxima	<b>298.69 Psi (21.00 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión de operación	<b>298.69 Psi (21.00 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión mínima	<b>284.47 Psi (20.00 Kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión de diseño	<b>500.00 Psi (25.15 Kg/cm<sup>2</sup>)</b>

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

### b. Temperatura

La temperatura de diseño y operativas son:

Temperatura de diseño.	<b>293.15° K (20.00° C)</b>
Temperatura de operación.	<b>291.15° K (18.00° C)</b>

### c. Consumo

Los consumos establecidos para el diseño del gasoducto son los siguientes:

Consumo	SCMH	SCFD	SCMD	MMSCFD
Consumo Mínimo	26.88	949.26	645.12	0.023
Consumo Máximo	4,009.09	141,579.81	96,218.16	3.398
Capacidad Máxima	7,850.00	277,220.40	188,400.00	6.653

### Gasoducto de acometida de 2” Ø AC

Para la siguiente filosofía de operación del gasoducto de 2” Ø AC que forma parte del sistema de distribución, se tomaron en cuenta las siguientes condiciones operativas y de diseño:

#### a. Presiones

Presión máxima	<b>298.69 Psi (21.00 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión de operación	<b>298.69 Psi (21.00 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión mínima	<b>284.47 Psi (20.00 Kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión de diseño	<b>500.00 Psi (25.15 Kg/cm<sup>2</sup>)</b>

#### b. Temperatura

La temperatura de diseño y operativas son:

Temperatura de diseño.	<b>293.15° K (20.00° C)</b>
Temperatura de operación.	<b>291.15° K (18.00° C)</b>

#### c. Consumo

Los consumos establecidos para el diseño del gasoducto son los siguientes:

Consumo	SCMH	SCFD	SCMD	MMSCFD
Consumo Mínimo	0.33	11.65	7.92	0.000
Consumo Máximo	131.63	4,648.47	3,159.12	0.112
Capacidad Máxima	2,880.01	101,706.65	69,120.22	2.441

### Sistema de distribución de PE (Baja Presión)

#### Red de polietileno Zona 01 Emiliano Zapata.

La red de polietileno Zona 01 Emiliano Zapata, está proyectada por un circuito de tuberías de polietileno con diámetros que van de 4”, 3”, 2” y ¾” Ø, los cuales son suministrados de gas natural mediante la estación de regulación y medición denominada como **ERM 03**.

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

Para la siguiente filosofía de operación de la red de polietileno Zona 01 Emiliano Zapata que forma parte del sistema de distribución, se tomaron en cuenta las siguientes condiciones operativas y de diseño:

a. Presiones

Presión máxima	<b>78.23 Psi (5.50 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión de operación	<b>78.23 Psi (5.50 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión mínima	<b>64.00 Psi (4.50 Kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión de diseño	<b>99.56 Psi (7.00 Kg/cm<sup>2</sup>)</b>

b. Temperatura

La temperatura de diseño y operativas son:

Temperatura de diseño.	<b>293.15° K (20.00° C)</b>
Temperatura de operación.	<b>291.15° K (18.00° C)</b>

c. Consumo

Los consumos establecidos para el diseño del gasoducto son los siguientes:

Consumo	SCMH	SCFD	SCMD	MMSCFD
Consumo Máximo	258.72	9,136.62	6,209.28	0.219
Capacidad Máxima	2,840.50	100,311.41	68,172.00	2.407

### Red de polietileno Zona 02 Emiliano Zapata

La red de polietileno Zona 02 Emiliano Zapata, está proyectada por un circuito de tuberías de polietileno con diámetros que van de 3”, 2” y ¾” Ø, los cuales son suministrados de gas natural mediante la estación de regulación y medición denominada como **ERM 02**.

Para la siguiente filosofía de operación de la red de polietileno Zona 02 Emiliano Zapata que forma parte del sistema de distribución, se tomaron en cuenta las siguientes condiciones operativas y de diseño:

a. Presiones

Presión máxima	<b>78.23 Psi (5.50 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión de operación	<b>78.23 Psi (5.50 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión mínima	<b>64.00 Psi (4.50 Kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión de diseño	<b>99.56 Psi (7.00 Kg/cm<sup>2</sup>)</b>

b. Temperatura

La temperatura de diseño y operativas son:

Temperatura de diseño.	<b>293.15° K (20.00° C)</b>
Temperatura de operación.	<b>291.15° K (18.00° C)</b>

c. Consumo

Los consumos establecidos para el diseño del gasoducto son los siguientes:

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos "Xalapa"

Consumo	SCMH	SCFD	SCMD	MMSCFD
Consumo Máximo	132.69	4,685.91	3,184.56	0.112
Capacidad Máxima	1,659.79	58,614.99	39,834.96	1.407

### Red de polietileno Zona 03 Emiliano Zapata

La red de polietileno Zona 03 Emiliano Zapata, está proyectada por un circuito de tuberías de polietileno con diámetros que van de 4", 3", 2" y ¾" Ø, los cuales son suministrados de gas natural mediante la estación de regulación y medición denominada como **ERM 01**.

Para la siguiente filosofía de operación de la red de polietileno Zona 03 Emiliano Zapata que forma parte del sistema de distribución, se tomaron en cuenta las siguientes condiciones operativas y de diseño:

a. Presiones

Presión máxima	<b>78.23 Psi (5.50 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión de operación	<b>78.23 Psi (5.50 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión mínima	<b>64.00 Psi (4.50 Kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión de diseño	<b>99.56 Psi (7.00 Kg/cm<sup>2</sup>)</b>

b. Temperatura

La temperatura de diseño y operativas son:

Temperatura de diseño.	<b>293.15° K (20.00° C)</b>
Temperatura de operación.	<b>291.15° K (18.00° C)</b>

c. Consumo

Los consumos establecidos para el diseño del gasoducto son los siguientes:

Consumo	SCMH	SCFD	SCMD	MMSCFD
Consumo Máximo	672.31	23,742.43	16,135.44	0.570
Capacidad Máxima	2,530.13	89,350.78	60,723.12	2.144

### Red de polietileno Zona 04 Emiliano Zapata

La red de polietileno Zona 04 Emiliano Zapata, está proyectada por un circuito de tuberías de polietileno con diámetros que van de 6", 4", 3", 2" y ¾" Ø, los cuales son suministrados de gas natural mediante la estación de regulación y medición denominada como **ERM 04**.

Para la siguiente filosofía de operación de la red de polietileno Zona 04 Emiliano Zapata que forma parte del sistema de distribución, se tomaron en cuenta las siguientes condiciones operativas y de diseño:

a. Presiones

Presión máxima	<b>78.23 Psi (5.50 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión de operación	<b>78.23 Psi (5.50 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión mínima	<b>64.00 Psi (4.50 Kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión de diseño	<b>99.56 Psi (7.00 Kg/cm<sup>2</sup>)</b>

b. Temperatura

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

La temperatura de diseño y operativas son:

Temperatura de diseño.	<b>293.15° K (20.00° C)</b>
Temperatura de operación.	<b>291.15° K (18.00° C)</b>

c. Consumo

Los consumos establecidos para el diseño del gasoducto son los siguientes:

Consumo	SCMH	SCFD	SCMD	MMSCFD
Consumo Máximo	678.24	23,951.84	16,277.76	0.575
Capacidad Máxima	5,919.89	209,059.14	142,077.36	5.017

### Red de polietileno **Zona 05 Emiliano Zapata**

La red de polietileno Zona 05 Emiliano Zapata, está proyectada por un circuito de tuberías de polietileno con diámetros que van de **6”**, **2”** y **¾” Ø**, los cuales son suministrados de gas natural mediante la estación de regulación y medición denominada como **ERM 05**.

Para la siguiente filosofía de operación de la red de polietileno Zona 05 Emiliano Zapata que forma parte del sistema de distribución, se tomaron en cuenta las siguientes condiciones operativas y de diseño:

a. Presiones

Presión máxima	<b>78.23 Psi (5.50 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión de operación	<b>78.23 Psi (5.50 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión mínima	<b>64.00 Psi (4.50 Kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión de diseño	<b>99.56 Psi (7.00 Kg/cm<sup>2</sup>)</b>

b. Temperatura

La temperatura de diseño y operativas son:

Temperatura de diseño.	<b>293.15° K (20.00° C)</b>
Temperatura de operación.	<b>291.15° K (18.00° C)</b>

c. Consumo

Los consumos establecidos para el diseño del gasoducto son los siguientes:

Consumo	SCMH	SCFD	SCMD	MMSCFD
Consumo Máximo	10.00	353.15	240.00	0.008
Capacidad Máxima	5,919.86	209,058.08	142,076.64	5.017

### Red de polietileno **Zona 06 Emiliano Zapata**

La red de polietileno Zona 06 Emiliano Zapata, está proyectada por un circuito de tuberías de polietileno con diámetros que van de **6”**, **4”**, **3”**, **2”** y **¾” Ø**, los cuales son suministrados de gas natural mediante la estación de regulación y medición denominada como **ERM 06**, **ERM 07**, **ERM 13** **ERM Existente 01** y **ERM Existente 02**.

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

Para la siguiente filosofía de operación de la red de polietileno Zona 06 Emiliano Zapata que forma parte del sistema de distribución, se tomaron en cuenta las siguientes condiciones operativas y de diseño:

a. Presiones

Presión máxima	<b>78.23 Psi (5.50 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión de operación	<b>78.23 Psi (5.50 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión mínima	<b>64.00 Psi (4.50 Kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión de diseño	<b>99.56 Psi (7.00 Kg/cm<sup>2</sup>)</b>

b. Temperatura

La temperatura de diseño y operativas son:

Temperatura de diseño.	<b>293.15° K (20.00° C)</b>
Temperatura de operación.	<b>291.15° K (18.00° C)</b>

c. Consumo

Los consumos establecidos para el diseño del gasoducto son los siguientes:

Consumo	SCMH	SCFD	SCMD	MMSCFD
Consumo Máximo	4,300.87	151,883.93	103,220.88	3.645
Capacidad Máxima	5,919.86	209,058.08	142,076.64	5.017

### Red de polietileno **Zona 07 Xalapa**

La red de polietileno Zona 02 Xalapa, está proyectada por un circuito de tuberías de polietileno con diámetros que van de 3”, 2” y ¾” Ø, los cuales son suministrados de gas natural mediante la estación de regulación y medición denominada como **ERM 012**.

Para la siguiente filosofía de operación de la red de polietileno Zona 07 Xalapa que forma parte del sistema de distribución, se tomaron en cuenta las siguientes condiciones operativas y de diseño:

a. Presiones

Presión máxima	<b>78.23 Psi (5.50 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión de operación	<b>78.23 Psi (5.50 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión mínima	<b>64.00 Psi (4.50 Kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión de diseño	<b>99.56 Psi (7.00 Kg/cm<sup>2</sup>)</b>

b. Temperatura

La temperatura de diseño y operativas son:

Temperatura de diseño.	<b>293.15° K (20.00° C)</b>
Temperatura de operación.	<b>291.15° K (18.00° C)</b>

c. Consumo

Los consumos establecidos para el diseño del gasoducto son los siguientes:

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

Consumo	SCMH	SCFD	SCMD	MMSCFD
Consumo Máximo	34.94	1,233.90	838.56	0.030
Capacidad Máxima	1,862.14	65,760.92	44,691.36	1.578

### Red de polietileno Zona 08 Coatepec

La red de polietileno Zona 08 Coatepec, está proyectada por un circuito de tuberías de polietileno con diámetros que van de 8”, 6”, 4”, 3”, 2” y ¾” Ø, los cuales son suministrados de gas natural mediante la estación de regulación y medición denominada como **ERM 09, ERM 10 y ERM 11**.

Para la siguiente filosofía de operación de la red de polietileno Zona 08 Coatepec que forma parte del sistema de distribución, se tomaron en cuenta las siguientes condiciones operativas y de diseño:

a. Presiones

Presión máxima	<b>78.23 Psi (5.50 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión de operación	<b>78.23 Psi (5.50 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión mínima	<b>64.00 Psi (4.50 Kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión de diseño	<b>99.56 Psi (7.00 Kg/cm<sup>2</sup>)</b>

b. Temperatura

La temperatura de diseño y operativas son:

Temperatura de diseño.	<b>293.15° K (20.00° C)</b>
Temperatura de operación.	<b>291.15° K (18.00° C)</b>

c. Consumo

Los consumos establecidos para el diseño del gasoducto son los siguientes:

Consumo	SCMH	SCFD	SCMD	MMSCFD
Consumo Máximo	4,300.87	151,883.93	103,220.88	3.645
Capacidad Máxima	11,254.08	397,434.46	270,097.92	9.538

### Red de polietileno Zona 09 Coatepec

La red de polietileno Zona 09 Coatepec, está proyectada por un circuito de tuberías de polietileno con diámetros que van de 2” y ¾” Ø, los cuales son suministrados de gas natural mediante la estación de regulación y medición denominada como **ERM 8**.

Para la siguiente filosofía de operación de la red de polietileno Zona 09 Coatepec que forma parte del sistema de distribución, se tomaron en cuenta las siguientes condiciones operativas y de diseño:

a. Presiones

Presión máxima	<b>78.23 Psi (5.50 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión de operación	<b>78.23 Psi (5.50 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión mínima	<b>64.00 Psi (4.50 Kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión de diseño	<b>99.56 Psi (7.00 Kg/cm<sup>2</sup>)</b>

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

### b. Temperatura

La temperatura de diseño y operativas son:

Temperatura de diseño.	<b>293.15° K (20.00° C)</b>
Temperatura de operación.	<b>291.15° K (18.00° C)</b>

### c. Consumo

Los consumos establecidos para el diseño del gasoducto son los siguientes:

Consumo	SCMH	SCFD	SCMD	MMSCFD
Consumo Máximo	26.88	949.26	645.12	0.023
Capacidad Máxima	835.06	29,489.89	20,041.44	0.708

### Condiciones de operación de la City Gate

Para la siguiente filosofía de operación de la Estación de Regulación y Medición City Gate se tomaron en cuenta las siguientes condiciones operativas y de diseño:

#### Presiones

Presión máxima entrada	768.06 Psi (54.00 kg/cm <sup>2</sup> )
Presión de operación	632.94 Psi (44.50 kg/cm <sup>2</sup> )
Presión mínima entrada	534.88 Psi (37.60 kg/cm <sup>2</sup> )
Presión de diseño	1,066.75 Psi (75.00 Kg/cm <sup>2</sup> )
Presión máxima salida	298.69 Psi (21.00 kg/cm <sup>2</sup> )
Presión de operación	298.69 Psi (21.00 kg/cm <sup>2</sup> )
Presión mínima salida	284.47 Psi (20.00 Kg/cm <sup>2</sup> )
Presión de diseño	500.00 Psi (25.15 Kg/cm <sup>2</sup> )

#### Temperatura

La temperatura de diseño y operativas son:

Temperatura de diseño.	293.15° K (20.00° C)
Temperatura de operación.	291.15° K (18.00° C)

#### Consumo

Los consumos establecidos para el diseño de la Estación de Regulación y Medición son los siguientes:

Consumo	SCMH	SCFD	SCMD	MMSCFD
Consumo Mínimo	1,203.49	42,500.89	28,883.76	1.020
Consumo Máxima	8,849.18	312,506.14	212,380.32	7.500

## Condiciones de operación de las Estaciones de regulación y medición

### Tipo Clientes

#### Estación de Regulación y Medición ERM CI-01

Para la siguiente filosofía de operación de la Estación de Regulación y Medición se tomaron en cuenta las siguientes condiciones operativas y de diseño:

#### Presiones

Presión máxima entrada	<b>298.69 Psi (21.00 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión mínima entrada	<b>284.46 Psi (20.00 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión de diseño	<b>500.00 Psi (35.15 Kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión máxima salida	<b>42.67 Psi (3.00 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión de operación	<b>28.45 Psi (2.00 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión mínima salida	<b>28.45 Psi (2.00 Kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión de diseño	<b>150.00 Psi (10.55 Kg/cm<sup>2</sup>)</b>

#### Temperatura

La temperatura de diseño y operativas son:

Temperatura de diseño.	<b>293.15° K (20.00° C)</b>
Temperatura de operación.	<b>291.15° K (18.00° C)</b>

#### Consumo

Los consumos establecidos para el diseño de la Estación de Regulación y Medición son los siguientes:

Consumo	SCMH	SCFD	SCMD	MMSCFD
Consumo Mínimo	0.33	11.65	7.92	0.000
Consumo Máximo	131.63	4,648.47	3,159.12	0.112
Capacidad Máxima	616.40	21,767.98	14,793.60	0.522

#### Estación de regulación y medición ERM CI-02

Para la siguiente filosofía de operación de la Estación de Regulación y Medición se tomaron en cuenta las siguientes condiciones operativas y de diseño:

#### Presiones

Presión máxima entrada	78.22 Psi (5.50 kg/cm <sup>2</sup> )
Presión mínima entrada	64.00 Psi (4.50 kg/cm <sup>2</sup> )
Presión de diseño	150.00 Psi (10.55 Kg/cm <sup>2</sup> )
Presión máxima salida	56.89 Psi (4.00 kg/cm <sup>2</sup> )
Presión de operación	42.67 Psi (3.00 kg/cm <sup>2</sup> )
Presión mínima salida	42.67 Psi (3.00 Kg/cm <sup>2</sup> )
Presión de diseño	150.00 Psi (10.55 Kg/cm <sup>2</sup> )

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

### Temperatura

La temperatura de diseño y operativas son:

Temperatura de diseño.	293.15° K (20.00° C)
Temperatura de operación.	291.15° K (18.00° C)

### Consumo

Los consumos establecidos para el diseño de la Estación de Regulación y Medición son los siguientes:

Consumo	SCMH	SCFD	SCMD	MMSCFD
Consumo Mínimo	1,316.30	46,484.74	31,591.20	1.116
Consumo Máximo	1,501.10	53,010.90	36,026.40	1.272
Capacidad Máxima	2,222.14	78,474.21	53,331.36	1.883

### Estación de Regulación y Medición ERM Tipo 03

Para la siguiente filosofía de operación de la Estación de Regulación y Medición se tomaron en cuenta las siguientes condiciones operativas y de diseño:

#### Presiones

Presión máxima entrada	<b>78.22 Psi (5.50 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión mínima entrada	<b>64.00 Psi (4.50 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión de diseño	<b>150.00 Psi (10.55 Kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión máxima salida	<b>56.89 Psi (4.00 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión de operación	<b>42.67 Psi (3.00 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión mínima salida	<b>42.67 Psi (3.00 Kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión de diseño	<b>150.00 Psi (10.55 Kg/cm<sup>2</sup>)</b>

### Temperatura

La temperatura de diseño y operativas son:

Temperatura de diseño.	<b>293.15° K (20.00° C)</b>
Temperatura de operación.	<b>291.15° K (18.00° C)</b>

### Consumo

Los consumos establecidos para el diseño de la Estación de Regulación y Medición son los siguientes:

Consumo	SCMH	SCFD	SCMD	MMSCFD
Consumo Máximo	<b>5,581.12</b>	197,095.58	133,946.88	4.730
Capacidad Máxima	<b>8,684.04</b>	306,674.27	208,416.96	7.360

## Condiciones de operación de las Estaciones de regulación y medición

### Tipo Distrital

#### Estación de Regulación y Medición ERM Tipo 01

Para la siguiente filosofía de operación de la Estación de Regulación y Medición se tomaron en cuenta las siguientes condiciones operativas y de diseño:

#### Presiones

Presión máxima entrada	<b>298.69 Psi (21.00 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión mínima entrada	<b>284.46 Psi (20.00 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión de diseño	<b>500.00 Psi (35.15 Kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión máxima salida	<b>78.23 Psi (5.50 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión de operación	<b>78.23 Psi (5.50 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión mínima salida	<b>64.00 Psi (4.50 Kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión de diseño	<b>150.00 Psi (10.55 Kg/cm<sup>2</sup>)</b>

#### Temperatura

La temperatura de diseño y operativas son:

Temperatura de diseño.	<b>293.15° K (20.00° C)</b>
Temperatura de operación.	<b>291.15° K (18.00° C)</b>

#### Consumo

Los consumos establecidos para el diseño de la Estación de Regulación y Medición son los siguientes:

<b>Consumo</b>	<b>SCMH</b>	<b>SCFD</b>	<b>SCMD</b>	<b>MMSCFD</b>
Consumo Mínimo	26.88	949.26	645.12	0.023
Consumo Máximo	672.31	23,742.43	16,135.44	0.570
Capacidad Máxima	3,826.55	135,133.47	91,837.20	3.243

#### Estación de regulación y medición ERM Tipo 02

Para la siguiente filosofía de operación de la Estación de Regulación y Medición se tomaron en cuenta las siguientes condiciones operativas y de diseño:

#### Presiones

Presión máxima entrada	<b>298.69 Psi (21.00 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión mínima entrada	<b>284.46 Psi (20.00 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión de diseño	<b>500.00 Psi (35.15 Kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión máxima salida	<b>78.23 Psi (5.50 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión de operación	<b>78.23 Psi (5.50 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión mínima salida	<b>64.00 Psi (4.50 Kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión de diseño	<b>150.00 Psi (10.55 Kg/cm<sup>2</sup>)</b>

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

### Temperatura

La temperatura de diseño y operativas son:

Temperatura de diseño.	<b>293.15° K (20.00° C)</b>
Temperatura de operación.	<b>291.15° K (18.00° C)</b>

### Consumo

Los consumos establecidos para el diseño de la Estación de Regulación y Medición son los siguientes:

Consumo	SCMH	SCFD	SCMD	MMSCFD
Consumo Mínimo	1,085.40	38,330.58	26,049.60	0.920
Consumo Máximo	4,009.09	141,579.81	96,218.16	3.398
Capacidad Máxima	7,579.93	267,682.95	181,918.32	6.424

### Estación de Regulación ER Tipo 03

Para la siguiente filosofía de operación de la Estación de Regulación se tomaron en cuenta las siguientes condiciones operativas y de diseño:

#### Presiones

Presión máxima entrada	<b>298.69 Psi (21.00 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión mínima entrada	<b>284.46 Psi (20.00 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión de diseño	<b>500.00 Psi (35.15 Kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión máxima salida	<b>78.23 Psi (5.50 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión de operación	<b>78.23 Psi (5.50 kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión mínima salida	<b>64.00 Psi (4.50 Kg/cm<sup>2</sup>)</b>
Presión de diseño	<b>150.00 Psi (10.55 Kg/cm<sup>2</sup>)</b>

### Temperatura

La temperatura de diseño y operativas son:

Temperatura de diseño.	<b>293.15° K (20.00° C)</b>
Temperatura de operación.	<b>291.15° K (18.00° C)</b>

### Consumo

Los consumos establecidos para el diseño de la Estación de Regulación son los siguientes:

Consumo	SCMH	SCFD	SCMD	MMSCFD
Consumo Mínimo	3,562.29	125,801.20	85,494.96	3.019
Consumo Máximo	4,300.87	151,883.93	103,220.88	3.645
Capacidad Máxima	13,052.75	460,953.95	313,266.00	11.063

### **Emergencias en el gasoducto y estación de regulación y medición de gas natural**

Los procedimientos de emergencia son establecidos para operación segura del sistema para transporte y paro total del sistema y/o estaciones de regulación y medición de gas natural. También para la seguridad e integridad del personal tanto en el sitio de emergencia como en los alrededores y el entorno ecológico, en caso de falla del sistema o cualquier otra situación de emergencia. Estos procedimientos incluyen:

- Procedimientos de notificación.
- Para movilización de personal que tenga instrucción directa y maneje las situaciones de emergencia. Esto incluye notificación al personal adecuado de la compañía y a las autoridades locales (si procede) como policía, bomberos y hospitales.

### **Guías de seguridad para el personal**

Se incluyen los procedimientos para asegurar el sitio de la emergencia y evaluación, procedimientos para la estación de gas y otros lugares de trabajo o de comunidades cercanas.

### **Procedimientos de identificación y aislamiento**

Para identificar el origen del peligro, aislar la zona lo más pronto posible y minimizar los daños lo más que se pueda.

### **Procedimientos de restauración y reparación**

Para ofrecer guía en la agilización de las reparaciones de las instalaciones, así como los servicios de orden crítico que deberán ser reparados con prioridad, y/o la restitución del entorno que requiera reparación con la mayor rapidez.

### **Prevención y control de la contaminación**

Medidas de control y prevención de la contaminación serán establecidas para minimizar el efecto de la construcción, instalación y operación del sistema para transporte de gas natural. Temas de consideración en estos procedimientos incluirán lo siguiente:

- La fase de construcción del sistema es analizada y se establecen los posibles impactos al medio durante el tendido de tuberías, definiendo su magnitud y presencia en cada fase del programa de instalación. Derivado de lo anterior se presentan las medidas preventivas y de mitigación para reducir su magnitud y se declaran los indicadores de seguimiento para asegurar su éxito.
- Durante la operación y mantenimiento del proyecto, el posible impacto al medio ambiente es mínimo, resultando ser el más riesgoso las posibles fugas del gas con sus consecuencias de afectación por incendio o explosión. Detección de fugas.

### **Detección de fugas.**

Procedimientos que son incluidos en el manual informan el método de detección por medio de explosímetro, donde personal calificado efectúa recorridos frecuentes sobre el derecho

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

de vía, siguiendo la trayectoria del sistema y usando el equipo de detección, estos procedimientos tienen lo siguiente en consideración:

- ❖ Áreas de densa población deben ser inspeccionadas con mayor frecuencia.
- ❖ Caminos más frecuentados, cruzamientos y válvulas serán inspeccionadas en forma regular.
- ❖ Las ERMs serán detectadas con mayor frecuencia.
- ❖ Otras áreas urbanas y no pobladas pueden ser inspeccionadas con menor frecuencia.

### Identificación de instalaciones y señalización.

Procedimientos de diseño y adecuación de simbología y señalización que permiten identificar y localizar la tubería, son implementados con la finalidad de reducir la probabilidad de siniestro o daños ocasionados por terceros a las instalaciones del sistema para transporte. Estos procedimientos consideran lo siguiente:

#### Diseño de letreros de identificación.

Aquí se toma en cuenta el incluir toda la información pertinente que tenga relación con números de emergencia, autoridades o áreas a quien informar, enunciados indicando la presencia de tubería de gas a presión enterrada para evitar excavaciones y alguna otra información relacionada a la seguridad, identificación, información de la presencia del tubo y localización.



Figura 4. Señalización a colocar sobre derecho de vía del gasoducto de transporte de gas natural.

### Localización de letreros y anuncios

Los avisos son colocados a lo largo de la trayectoria del sistema para transporte, sobre el derecho de vía y lo más visible que sea posible, considerando las zonas estratégicas conforme a continuación se indica:

- ❖ Caminos, carreteras y cruzamientos del derecho de vía
- ❖ Corredores de servicio
- ❖ Zonas de urbanización probable
- ❖ Actividades de construcción
- ❖ Sistemas de drenaje
- ❖ Sistemas de irrigación
- ❖ Cruzamientos direccionales
- ❖ Otros de ser necesario.

### Montaje de anuncios y letreros

Los postes y signos son inspeccionados periódicamente para asegurar con mantenimiento que sean siempre visibles y legibles, debiendo localizarse conforme a lo establecido en el diseño de colocación.

La operación de los gasoductos es continua y permanente, ajustándose los flujos a los requerimientos del energético de sus asociados en el área.

### Pruebas de verificación.

Las verificaciones realizadas por las Unidades de Verificación, contemplan el diseño, los materiales y equipos, la construcción y pruebas, la operación, el mantenimiento y la seguridad del sistema distribución de gas natural.

La obligatoriedad de la realización de verificaciones a cumplimientos de la normatividad que aplica a los sistemas para transporte de gas natural, emana del título de permiso con que cuenta el transportista otorgado por la Comisión Reguladora de Energía. En dicho título se obliga al regulado a la inspección y verificación de sus actividades de operación y mantenimiento a través de una Unidad de Verificación acreditada y de la misma forma todas las adiciones, cambios o reposiciones de la red deben de contar con un dictamen de una Unidad de Verificación acreditada previo a la puesta en operación de cada modificación a la instalación.

La revisión sobre el diseño abarca la memoria de cálculo del proyecto, la determinación de espesores y diámetros de tubería en función de los niveles de presión de la estación y las caídas de presión a demanda máxima.

La verificación de materiales y equipos utilizados comprueba que éstos sean aprobados por las normas y se ratifica que sus especificaciones concuerden con las condiciones a que estarán sometidos durante la operación del sistema.

Durante la construcción del gasoducto, la verificación abarca la vigilancia de los requisitos estipulados en el diseño, el cumplimiento de profundidades, cruces especiales, y radiografiado de la red, principalmente, y la realización de todas las pruebas que las propias normas aplicables estipulan en esta fase.

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

La Empresa Gas Natural del Noroeste, cuenta con un programa de seguridad, del cual se deriva una serie de actividades preventivas-correctivas para la eficiente operación de la red de gas natural, las cuales se indican en la siguiente tabla:

**Tabla 12. Programa de Actividades de Seguridad.**

Actividades de seguridad
Patrullaje de la franja de desarrollo del sistema.
Descarga de información en el sistema para promedios de medición de facturación.
Inspección, verificación y prueba de válvula registro de interconexión.
Inspección y verificación de equipos e instrumentos de las ERMs.
Inspección y verificación de equipos e instrumentos de los registros de seccionamiento.
Monitoreo de emanaciones de gas natural en las instalaciones del cuarto de interconexión.
Monitoreo de emanaciones de gas natural en las instalaciones de las ERMs.
Monitoreo de emanaciones de gas natural en el interior de los registros de seccionamiento.
Monitoreo de porcentaje de odorización en el sistema.
Monitoreo de emanaciones de gas natural sobre la franja de desarrollo del sistema.
Inspección en el incremento de la clase de localización.

**Tabla 13. Actividades de mantenimiento.**

Actividades de mantenimiento
Mantenimiento de instrumentación
Calibración de manómetros en las ERMs.
Mantenimiento eléctrico
Levantamiento de potenciales del sistema.
Toma de resistividad del suelo donde se aloja el gasoducto.
Medición de tierras físicas.
Mantenimiento mecánico
Mantenimiento y prueba en registros de válvulas de seccionamiento y disparos del sistema.
Mantenimiento preventivo de los filtros en las ERMs.
Mantenimiento preventivo, calibración y ajuste a las válvulas reguladoras de las ERMs.
Mantenimiento preventivo, calibración y ajuste a las válvulas de seguridad de las ERMs.
Aplicación de recubrimiento en la interconexión.
Aplicación de recubrimiento en las ERMs.
Aplicación de recubrimiento en los registros de seccionamiento.
Medición de espesores en instalaciones superficiales.
Mantenimiento al equipo de motorización.

### FILOSOFÍA DE OPERACIÓN Y CONTROL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN XALAPA.

- I. Funciones Principales de la red de distribución XALAPA.
  - Recepción de gas proveniente de la Interconexión con la City Gate Xalapa propiedad de la empresa Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V. de manera confiable y segura.
  - Distribución de gas previamente odorizado a cada Estación de Regulación y Medición que se encuentra conectado al gasoducto principal y acometidas.
  - Entrega de presión regulada a la salida de cada Estación de Regulación y Medición para el uso en redes de aprovechamiento en cada posible usuario industrial que solicite el servicio.

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

- Distribución de gas a cada vivienda dentro de los Sistemas de Distribución Residencial conectadas a las Estaciones de Regulación y Medición Distritales.

### II. Elementos principales del sistema de distribución:

- Gasoducto Principal de 6" Ø AC".
- Gasoducto de acometida de 4", 3", 2" de Ø de AC.
- Gasoducto de media presión de 8", 6", 4", 3", 2" y 3/4" de Ø de PEAD.
- Estaciones de Regulación y Medición para clientes industriales.
- Estaciones de Regulación y Medición Distritales con salida a media presión.
- Válvulas de seccionamiento de operación manual de 6" de Ø de AC con desfogue a la atmosfera.
- Válvulas de acometida de operación manual de 2" Ø de AC.
- Válvulas de seccionamiento de operación manual de 6", 4", 3", 2" Ø de PEAD.
- Accesorios de 6", 4", 3" y 2" de Ø de AC para cambios de dirección o derivación de trayectoria.
- Accesorios de 6", 4", 3", 2" de Ø de PEAD para cambios de dirección o derivación de trayectoria.
- Riser roscable de PEAD de 3/4" de Ø.
- Juntas aislantes Pikotek de 4", 3" y 2" Ø.
- Sistema de protección catódica.

### III. Filosofía de operación y control del sistema de distribución.

El gas natural será distribuido por medio de un Gasoducto principal de 6" de Ø de AC, y Gasoductos de acometida de 4", 3" y 2" de Ø de AC, provenientes de la interconexión con el gasoducto principal de 6" de Ø de AC propiedad de GNN. Teniendo como presión máxima de operación los 298.69 psi (21.00 Kg/cm<sup>2</sup>) hasta la acometida de cada E.R.M. conectada al Sistema de Distribución.

Se han proyectado sobre toda la trayectoria del gasoducto principal de acero, registros con válvulas de seccionamiento de operación manual con desfogue a la atmosfera de manera estratégica para la operación del gasoducto, que en caso de ser necesario bloquear el flujo de gas natural o vaciar el gasoducto por motivos de mantenimiento o en caso de alguna contingencia.

Para lograr que el gas natural pueda ser usado en las redes de aprovechamiento de los clientes industriales dentro del Sistema de Distribución, se han diseñaron Estaciones de Regulación y Medición de acuerdo a las necesidades operativas de cada cliente, los cuales tienen el objetivo entregar un fluido limpio y reducir la presión proveniente del gasoducto principal y de acometida hasta la presión de operación solicitada por el cliente, con ello asegurar que los equipos empleados a cada red de aprovechamiento puedan operar de manera confiable y segura, y que la presión no implique un riesgo para el personal de la empresa. Como segundo objetivo de cada Estación de Regulación y Medición es la posibilidad de contabilizar flujo de gas que consume el cliente y realizar la facturación correspondiente.

En la acometida de cada cliente industrial se dejará instalada una válvula de seccionamiento de operación manual, con el fin de bloquear el suministro de gas por algún caso de mantenimiento y/o emergencia que pudiera existir en la Estación de Regulación y

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

Medición o en la red de aprovechamiento del cliente industrial. Además, en la acometida, se encuentra instalada una junta aislante Dieléctrica Pikoteck, la cual protegerá la Estación de Regulación y Medición de cualquier tipo de corriente que contenga el gasoducto debido al sistema de protección catódica con la que está protegida.

Para lograr la distribución adecuada a cada vivienda dentro de las Redes de Distribución Residenciales, se han diseñaron Estaciones de Regulación y Medición Distritales de acuerdo a las necesidades operativas de cada sistema, las cuales tienen el objetivo entregar un fluido limpio y reducir la presión proveniente del gasoducto principal hacia los Gasoductos de media presión de PEAD, con ello asegurar que la presión de operación no supere el rango permitido. Como segundo objetivo de cada Estación de Regulación y Medición Distrital es la posibilidad de contabilizar el flujo de gas que entra al sistema.

En las Redes de Distribución Residencial se tiene proyectados ramales secundarios de 8”, 6”, 4”, 3” y 2” de Ø de PEAD por las distintas calles, colocando al inicio una válvula de seccionamiento correspondiente al diámetro del ramal, para las operaciones de mantenimiento o en caso de emergencia.

Las acometidas residenciales se han dispuesto para que una sola pueda ser capaz de alimentar dos viviendas o lotes siendo estas de tubería de PEAD. Cada acometida está compuesta por un riser roscable y una válvula de bronce de ¼ de vuelta. Las acometidas serán conectadas a través de un tapping Tee que conectará a los diferentes ramales que conforman la red de distribución y un carrete de tubería de PEAD que se ajustará para cada ubicación de riser en cada acometida, entre estos dos últimos elementos estará colocado una válvula de exceso de flujo que sirve como elemento de seguridad cortando el flujo del gas en caso de que exista una demanda excesiva de flujo debido alguna fuga que pudiera existir.

Las Estaciones de Regulación y Medición por normativa y operatividad del Sistema de Distribución deben contar con una línea de bypass, para poder dar mantenimiento a los elementos principales (filtro, regulador y medidor) mientras se mantiene el suministro por el bypass y no dejar a un sistema o a un cliente sin servicio.

El Sistema de Distribución de gas natural cuenta con un sistema de protección catódica, ya que así lo indica la norma aplicable, y con el fin de salvaguardar la integridad mecánica del Sistema de Distribución, para este caso, se ha elegido el método de protección catódica por ánodos de sacrificio.

### **FILOSOFÍA DE OPERACIÓN DE LA ERM “CITY GATE XALAPA”**

- I. FUNCIONES PRINCIPALES DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN (CITY GATE).
  - Recepción de gas proveniente del gasoducto de CENAGAS de una manera confiable y segura.
  - Acondicionamiento del gas, eliminando impurezas que pudieran afectar la correcta operación de los diferentes equipos y sistemas que lo manejan.
  - Medición del caudal del gas de la manera requerida y precisa para fines de facturación.
  - Regulación de la presión de gas, manteniendo un valor fijo a la salida de la ERM para el uso de este combustible.

II. LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN DE GAS NATURAL (ERM), CUENTA CON LOS SIGUIENTES ELEMENTOS PRINCIPALES.

- Dos filtros coalescentes vertical marca FILTER-FAB de 3” de Ø modelo C3-1480F con elemento filtrante 425 con capacidad de flujo máximo de 16,636.94 SCMh (587,527.99SCFH) @ 534.80 Psig (37.60 Kg/cm<sup>2</sup>) con una caída de presión del elemento de 1 Psid, por tanto, a las condiciones de operación críticas de 8,849.18 SCMh @ 534.80 Psig el elemento tendrá una caída de presión menor a 1 Psid.
- Dos Tubos de medición Marca Canalta de 3” de Ø con Fitting porta placa de Orificio RF en ANSI 600, provisto de placa acondicionadora de flujo, puertos para presión diferencial y Computador Electrónico de flujo marca Eagle Research Corporation Modelo Series-E. Incluye: puerto MODEM, dos puertos seriales, seis entradas análogas, y cinco lineales digitales de entrada y salida multipropósito.
- Cuatro transmisores de presión Multivariable MVT/R Honeywell. Modelo MXG870A1AC2A-3-A-EL-0000 Sonda Modelo 3496A-6 Weed Instrument.
- Dos válvulas de corte automático 3” de Ø en ANSI 600 bridada Tipo RF la cual corta el flujo por alta y baja presión.
- Dos trenes de regulación para bajar presión en tres etapas, contando con un arreglo Monitor- Trabajador utilizando reguladores marca MOONEY.
- Válvula de Seguridad bridada de 3” de Ø en ANSI 300.
- Dos Transmisores de presión ½” de Ø marca ROSEMOUNT, uno a la entrada y otro a la salida de la ERM.

III. FILOSOFIA DE OPERACIÓN Y CONTROL DE LA CITY GATE XALAPA.

El gas natural entrará a la ERM por medio de un tubo de 3” de Ø que tiene una junta aislante PIKOTEK para aislar eléctricamente la estación. Después de una Tee puede fluir el gas ya sea por un tren N° 1 de filtración, o por el tren N°2 de filtración. Para lograr la filtración adecuada para la operación del equipo sensible como los Tubos de Medición y los reguladores, el filtro coalescedor con conexiones de 3” de Ø a la entrada y a la salida, utilizará cartuchos desechables que retienen las partículas sólidas y líquidas de 0.3 micras y mayores con eficiencia de 99.80%. Con el paso del tiempo y el aumento de impurezas retenidas, el cartucho se va saturando y la caída de presión inicial comienza a ser cada vez mayor, lo cual es un indicativo de que se debe reemplazar el cartucho o en su defecto, cambiar al tren N° 2. Se cuenta con un manómetro de presión diferencial en el filtro para monitorear las condiciones de operación de ambos filtros coalescedores y se cuenta además antes del sistema de filtración con un manómetro testigo, para poder monitorear la presión de entrada de gas al City Gate. Para dar mantenimiento al filtro coalescedor del Tren de filtración N° 1, se manipulará el juego de válvulas de 3” de Ø para comenzar a operar con el Tren N°2, a fin de dejarlo fuera de operación para su revisión y/o mantenimiento. La operación será a la inversa en el caso de saturarse el Filtro del Tren N°2.

Después de los trenes de filtración se encuentra el tren de Medición, el cual cuenta con un Tubo de medición Marca Canalta de 3” de Ø con Fitting porta placa de Orificio RF en ANSI 600, con placas de orificio de 1 1/4” = 1.250” y 1-7/8” = 1.875” de diámetro con relación  $\beta = 0.43103$  y  $\beta = 0.64655$  (lo anterior previendo el incremento paulatino en el consumo), provisto además de placa acondicionadora de flujo y puertos para presión diferencial, estos últimos se conectarán a un Transductor de Presión Multivariable, con transmisor de temperatura, que a su vez enviarán señales a un computador electrónico de flujo modelo

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

Series-E, este último calculará el flujo de gas natural que esté pasando por la ERM y por medio de un sistema satelital se enlazara al SCADA de CENAGAS para su facturación. Dicho tren de medición cuenta también con válvulas de bloqueo aguas arriba y aguas abajo para seccionarlo en caso de falla o mantenimiento al Tubo de Medición; y aguas abajo del tren de medición cuenta con un manómetro testigo y un termopozo para verificar mediante la comparación con termómetros calibrados y certificados. Paralelo al tren de medición se tendrá otro sistema de medición con las mismas características que el descrito líneas arriba. Cada tubo de medición (fitting) contara con dos transmisores multivariables. Estos equipos se encargarán de recibir las señales de presión estática y presión diferencial. Uno trabajara como equipo principal y el segundo como equipó redundante, cabe mencionar que la redundancia se realiza en los instrumentos más no en los registros, por lo que, en caso de falla, el equipó envía una alarma al cuarto de control y se procederá a hacer la conmutación del instrumento de modo manual. Todas estas señales serán enviadas al computador de flujo, este se encargará de realizar el cálculo de volumen y energía según las normas aplicables. Inmediatamente después del tren de medición tenemos una tee por donde se puede llevar el flujo de gas hacia los dos trenes de Regulación, los cuales comienzan con la instalación de una válvula de bola. Posteriormente se encuentra una válvula de corte automático de 3" de Ø en ANSI 600 con actuador neumático de doble acción para corte por alta y baja presión que sirve como válvula de corte a la entrada del tren de regulación que sensa la presión a la salida del tren. Aguas abajo de esta válvula se encuentra el primer regulador (trabajador) operado por un piloto, cuya función es hacer el primer paso de regulación. Posteriormente se tiene el segundo regulador (monitor / trabajador) operado con doble piloto uno de estos pilotos es utilizado para vigilar el desempeño del regulador trabajador, tercer regulador (trabajador) para que, en caso de falla de éste, el regulador monitor tome el control total de la presión y realice la regulación a la presión de salida que tenía el tercer regulador.

Finalmente, se encuentra el regulador trabajador operado por un piloto cuya función es la regulación del sistema para entregar el gas a la presión requerida a la salida de la estación. Cada tren de regulación tiene la capacidad de suministro del 100% de flujo. El Tren de Regulación N° 1 tendrá inicialmente una válvula de corte automático calibrada a 23.00 Kg/cm<sup>2</sup> (327.13 Psi) para alta presión y 16.80 Kg/cm<sup>2</sup> (238.95 Psi) para baja presión, después el regulador No.1 tendrá el piloto No. 1 calibrado a 43.00 Kg/cm<sup>2</sup> (611.60 Psi) (primera fase), el regulador No.2 cuenta con dos pilotos, el piloto No. 1 calibrado 32.00 Kg/cm<sup>2</sup> (455.15 Psi) y el No.2 calibrado a 22.00 Kg/cm<sup>2</sup> (312.91 Psi) (segunda fase monitor). Seguido del tercer regulador (regulador trabajador) cuenta con un piloto calibrado a 21.00 Kg/cm<sup>2</sup> (298.69Psi), de tal manera, que si en el tren de regulación, por el cual está fluyendo gas llegará a fallar el tercer regulador y/o trabajador, el regulador No.2 tomará el control de la presión el piloto No. 2, del regulador monitor; la regulación se seguirá realizando en dos fases con el regulador 1 y 2 bajando la presión de 43.00Kg/cm<sup>2</sup> como primera fase y 22.00 Kg/cm<sup>2</sup> que es la presión del monitor, y el piloto que estaba como monitor será el trabajador. Si por encima de eso de la misma manera fallara el regulador monitor (ahora trabajador) y sobrepasará la presión a la cual está calibrado, la presión seguirá incrementándose hasta alcanzar la presión a la cual está calibrada la válvula de corte automático por alta presión y cortara el flujo de gas por el tren de regulación.

El tren de regulación Número dos tendrá cerrado el regulador trabajador (piloto No.4), 3<sup>a</sup> fase debido a que estará censando una presión mayor a la que está calibrado (20.50 Kg/cm<sup>2</sup>), al momento de que el flujo se cortó por alta presión en el tren de regulación número uno, empezará a decrecer la presión en el sistema hasta alcanzar la presión a la que esta calibrado el piloto No. 4 del tren de regulación 2 el cual abrirá automáticamente permitiendo

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

el flujo de gas por este tren y así continuar con el abastecimiento de gas a los socios industriales, a continuación, se detallan las presiones a las cuales operara el tren de regulación número 2. La válvula de corte automático estará calibrada a 27.00 Kg/cm<sup>2</sup> (384.03 Psi) para alta presión, por arriba de la cual estará calibrada la válvula de seguridad de la estación, y 16.80 Kg/cm<sup>2</sup> (238.95 psi) para baja presión; después el regulador No. 1 tendrá el piloto No. 1 calibrado a 43.00 Kg/cm<sup>2</sup> (611.60 Psi) primera fase, el regulador No. 2 cuenta con dos pilotos, el piloto No. 1 calibrado a 32.00 Kg/cm<sup>2</sup> (455.15 Psi) y el No. 2 calibrado a 22.00 Kg/cm<sup>2</sup> (312.91 Psi) segunda fase monitor. Seguido del tercer regulador (regulador trabajador) cuenta con un piloto calibrado a 20.50 Kg/cm<sup>2</sup> (291.58 psi), de tal manera, que si en el tren de regulación 2, por el cual está fluyendo gas llegará a fallar el tercer regulador y/o trabajador, el regulador No.2 tomará el control de la presión el piloto No. 2, del regulador monitor; la regulación se seguirá realizando en dos fases con el regulador 1 y 2 bajando la presión de 43.00 Kg/cm<sup>2</sup> (611.60 psi) como primera fase y 22.00 Kg/cm<sup>2</sup> (312.91 psi) que es la presión a la que está calibrado el monitor, y el piloto que estaba como monitor será el trabajador. Si por encima de eso de la misma manera fallara el regulador monitor (ahora trabajador) del tren de regulación No. 2 y sobrepasara la presión a la cual esta calibrado, la presión seguirá incrementándose hasta alcanzar la presión a la cual esta calibrada la válvula de seguridad que es de 25.20 kg/cm<sup>2</sup> (358.43 psi) si por encima de eso la presión siguiera incrementándose hasta alcanzar la presión a la cual esta calibrada la válvula de corte automático del tren de regulación núm. 2 esta última cortara el flujo de gas por el tren de regulación. Es decir que su funcionamiento será como se describe a continuación, si en el tren de regulación por el cual este fluyendo gas llegara a fallar el regulador tercera fase y/o trabajador, tomará el control de la presión el regulador monitor o regulador No. 2; la regulación se realizará en dos fases con los reguladores 1 y 2, y la presión bajará de 43.00 Kg/cm<sup>2</sup> a 22.00 Kg/cm<sup>2</sup>, si por encima de eso de la misma manera fallara el regulador monitor y sobrepasara la presión a la cual esta calibrado y siguiera aumentando la presión en la ERM hasta alcanzar la presión a la cual esta calibrada la válvula de seguridad (25.20 kg/cm<sup>2</sup>) esta automáticamente se abriría, con esto se asegura que se pueda llegar a la ERM y poder realizar lo necesario en los trenes de regulación para seguir abasteciendo el gas a los socios industriales, si la válvula de seguridad no llegara a ser suficiente y la presión en la ERM siguiera aumentando hasta alcanzar la presión de calibración de la válvula de corte automático localizada aguas arriba de la regulación en el tren Núm. 2, está al sensar la presión de calibración (27.00 Kg/cm<sup>2</sup>) automáticamente cerrara para asegurar que no se tendrá una sobre presión en todo el sistema y se cortara el flujo de gas a la red general. Después de los trenes de regulación se encuentra una Tee donde se ubica la derivación hacia la válvula de seguridad antes mencionada.

Por último, aguas abajo del extremo recto lateral con dirección hacia le salida de la estación se tiene un carrete de tubería con cuatro insertos, el primero de ellos será para colocar manómetro testigo y verificar la presión de salida en forma analógica, la segunda toma para la instalación de un transmisor de presión que estará conectado al Computador de flujo, el tercero para la toma de la presión hacia el tanque del equipo de odorización, y el cuarto inserto será para inyección del odorizante al gas natural para que sea transportado por el gasoducto ya odorizado, enseguida se encuentra una Junta Aislante dieléctrica Pikotek de 4” para aislar eléctricamente la ERM de la electricidad estática, después ya al final de la estación se encuentra una brida de 6” la cual se conectará al gasoducto.

### **FILOSOFÍA DE OPERACIÓN Y CONTROL DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN ERM “CI-01”.**

#### **I. FUNCIONES DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN (ERM).**

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

- Recepción de gas proveniente del gasoducto de una manera confiable y segura.
- Acondicionamiento del gas, eliminando impurezas que pudieran afectar la correcta operación de los diferentes sistemas que lo manejan.
- Regulación de la presión del gas, manteniendo un valor fijo a la salida de la ERM para cualquier condición de uso del combustible.
- Medición del caudal del gas consumido para fines de facturación.

### II. ELEMENTOS PRINCIPALES DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN (ERM).

- Un filtro coalescedor horizontal marca Parker de 1” de Ø modelo MN4L-4CUG.
- Un tren de regulación, el cual baja la presión en una sola etapa, contando con un arreglo tipo (pressure reducing), utilizando un regulador de 1” de Ø NPT marca FISHER MODELO 627.
- Un tren de medición, el cual mide el flujo de gas natural, con fines de facturación, contando con un medidor tipo pistón de 2” de Ø, en ANSI 150.
- Un tren para By-pass (Normalmente cerrado), el cual permite el flujo de gas, cuando el tren de regulación y el de medición se encuentran cerrados por mantenimiento; este tren consta de una válvula esfera bridada de 1 1/2” de Ø en ANSI 300 y una válvula de globo bridada de 1 1/2” de Ø en ANSI 300.
- Válvula de seguridad Mca. Vayremex de 1/2” de Ø roscable, la cual desfoga el gas por sobre presión.
- Válvula shut-off Marca Fisher Modelo 634 de 1” NPT, la cual en caso de sobrepresión bloqueara el flujo aguas abajo a partir de esta válvula.

### III. FILOSOFÍA DE OPERACIÓN Y CONTROL DE LA ERM.

La estación comienza con una brida W.N. de 2” de Ø en ANSI 300, después tenemos una reducción soldable de AC de 2”X1” que se une a una TEE soldable de 1” de Ø que conecta el tren de filtración y el By-Pass de la estación de regulación.

Antes de llegar a la filtración se encuentra una válvula shut-off marca Fisher, esta válvula protegerá a la estación en caso de sobrepresión aguas abajo del tren de regulación.

Para lograr la filtración adecuada, el filtro coalescedor con conexiones NPT de 1” de Ø a la entrada y la salida, utilizara un elemento filtrante tipo “C” el cual es desechable, retiene partículas sólidas y líquidas de 0.3 a 0.6 micras con una eficiencia de 99.995%. Además, cuenta con una caratula, que funge como manómetro diferencial, el cual marca la caída de presión generada por la acumulación de impurezas, esta caratula también cuenta con unas escalas, las cuales nos ayudan a saber el estado en el que se encuentra el elemento filtrante, esto para fines de mantenimiento.

Además, se cuenta con un manómetro de caratula, antes del sistema de filtración y al inicio del tren del ByPass, esto con la finalidad de poder monitorear la presión de entrada de gas en la E.R.M.

Inmediatamente después del tren de filtración, se encuentran el tren de regulación, el cual tiene un regulador de 1” de Ø NPT, operado por un piloto cuya función es la regulación del sistema para entregar la presión requerida a la salida de la E.R.M.

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

El tren de regulación tiene la capacidad de suministro del 100% de flujo; el regulador cuenta con un piloto el cual bajara la presión del sistema de distribución a 2.00 Kg/cm<sup>2</sup>. Aguas abajo de este regulador operador se localiza un carrete de tubería con 2 injertos, el primero de ellos tiene instalado un manómetro para toma de presión, también cuenta con una válvula roscable de ¼” de Ø de AC, la cual sirve para desfogar este tramo de tubería, para efectos de mantenimiento.

Después del tren de regulación, se encuentra el tren de medición, el cual tiene un medidor tipo pistón rotativo bridado de 2” de Ø en ANSI 150, mediante el cual se medirá el flujo de gas que pasa a través de la ERM, para esto el medidor cuenta con un contador mecánico en m<sup>3</sup>, en donde se reflejarán estas cantidades, para fines de facturación.

Aguas abajo del medidor, se encuentra un carrete de tubería en el cual se instalará una válvula tipo aguja de ¼” de Ø de AC, la cual sirve para conectar la señal de la válvula shut off, del otro lado se encuentra una preparación a futuro para poner un termopozo de ½” de Ø.

Paralelo a los trenes de filtración y regulación, se encuentra el arreglo mecánico del By-Pass de la estación (normalmente cerrado), el cual nos permite el flujo de gas, para cuando se tenga que dar mantenimiento a los demás elementos de ERM, esto con el propósito de evitar el corte de suministro del servicio. En él se localiza una válvula de esfera de palanca de 1 ½” de Ø en ANSI 300, para el bloqueo del fluido y que este pueda dirigirse a los elementos principales; después se tiene una válvula de globo de 1 ½” de Ø en ANSI 300 la cual se usa para la regulación de presión del gas hacia la salida de la ERM. Para esto aguas arriba y debajo de estas válvulas se localizan manómetros de caratula, para monitorear estas presiones.

Después de la válvula de globo se tiene una preparación para alojar una válvula de seguridad la cual tiene como función desfogar el gas cuando exista una sobre presión en el sistema, estará calibrada a 2.90 Kg/cm<sup>2</sup>. Utilizando tubería de PVC esta línea de desfogue, siempre tendrá que ir hacia el exterior.

### **FILOSOFÍA DE OPERACIÓN Y CONTROL DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN ERM “CI-02”.**

#### **I. FUNCIONES DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN.**

- Recepción de gas proveniente del Ramal de acero de una manera confiable y segura.
- Sistema de filtrado, eliminando impurezas que pudieran afectar la correcta operación de los diferentes equipos y sistemas que lo manejan.
- Regulación de la presión de gas, manteniendo un valor fijo a la salida de la ER para el uso de este combustible.
- Medición del caudal del gas de la manera requerida y precisa para fines de facturación.

#### **II. ELEMENTOS PRINCIPALES DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN.**

- Un filtro coalescedor vertical marca FILTER-FAB de 3” de Ø modelo C3-740F con un elemento filtrante modelo 425.

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

- Dos trenes de regulación para bajar presión en una etapa, utilizando reguladores de 2” de Ø en ANSI 300 marca MOONEY, con cortes por alta presión y baja presión.
- Un medidor de 4” de Ø con rangeabilidad de 1:20, bridado tipo RF en ANSI 300, cuerpo de metal y alabes de aluminio, con bomba de lubricación, contador m3, impulsos de alta y baja frecuencia.
- Válvula de Seguridad bridada de 2” de Ø en ANSI 300 marca MOONEY.

### III. FILOSOFÍA DE OPERACIÓN Y CONTROL DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN.

El gas natural llegará a la E.R.M. por medio de un ramal de acero proveniente de la interconexión al gasoducto existente de acero propiedad de GNN. La estación comienza con una brida de 4” de Ø ANSI 300 conectada a una reducción de 4” X 3” y después a una Tee que conecta el tren de filtración y el By-Pass General de la Estación de Regulación y Medición.

Para lograr la filtración adecuada para la operación del equipo sensible y los reguladores, el filtro Coalescedor con conexiones de 3” de Ø a la entrada y la salida, utilizara cartuchos desechables que retienen las partículas sólidas y líquidas de 0.3 micras y mayores con eficiencia de 99.99%. Con el paso del tiempo y aumento de impurezas retenidas, el cartucho se va saturando y la caída de presión inicial comienza a ser cada vez mayor, lo cual es indicativo de que se debe remplazar el cartucho.

Se cuenta con un manómetro de presión diferencial en el filtro; para monitorear las condiciones de operación del mismo y además se cuenta aguas arriba del sistema de filtración y al inicio del tren del By-Pass con un manómetro de testigo, para poder monitorear la presión de entrada de gas al E.R.M.

Inmediatamente después del equipo de filtración, se encuentran los trenes de regulación, cada uno de ellos comprendido por un solo elemento regulador de operación con un controlador Slam Shut con corte por alta y baja presión, Aguas debajo del regulador se localiza un carrete de tubería con 3 injertos, el primero de ellos tiene instalado un manómetro para toma de presión, y el resto son las tomas de señales para el regulador (operación y Controlador Slam Shut).

Los trenes de regulación tienen la capacidad de suministro del 100 % de flujo. El Tren de regulación No. 1 tendrá un Regulador No.1 con dispositivo Slam Shut, este cuenta con un piloto No. 1 (trabajador) calibrado a 3.5 Kg/cm<sup>2</sup> (49.78 Psi). El piloto corte por alta para el Slam Shut estará calibrado a 3.80 Kg/cm<sup>2</sup> (54.04 Psi), el piloto corte por baja para el Slam Shut estará calibrado a 2.5 Kg/cm<sup>2</sup> (35.55 Psi).

De tal manera, que si en el Tren de Regulación No 1, por el cual está fluyendo el gas llegara a fallar y sobrepasa la presión a la cual está calibrado, seguirá incrementándose hasta alcanzar la presión a la cual esta calibrado el piloto corte por alta presión, este cortara el flujo de gas por el tren de regulación No. 1. En el caso contrario si la presión de entrada llegara a disminuir al tal grado de alcanzar la presión a la cual esta calibrado el piloto corte por baja presión, este cortara el flujo de gas por el tren de regulación No. 1.

El Tren de regulación No. 2 tendrá cerrado el regulador No. 2 debido a que estará censando una presión mayor a la que está calibrado 3.5 Kg/cm<sup>2</sup> (49.78 Psi), al momento de que el flujo se corte por alta o baja presión en el tren de regulación No. 1, empezará a decrecer la

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

presión en el sistema hasta alcanzar la presión a la que está calibrado el piloto No. 2 del tren de regulación No. 2 el cual se abrirá automáticamente permitiendo el flujo de gas por este tren y continuar con el abastecimiento de gas, a continuación, se detallan las presiones de operación del tren de regulación No. 2.

El Tren de regulación No. 2 tendrá inicialmente el Regulador No. 2 con dispositivo Slam Shut, cuenta con un piloto No. 2 (trabajador) calibrado a 3.00 Kg/cm<sup>2</sup> (42.66 Psi). El piloto corte por alta para el Slam Shut estará calibrado a 4.5 Kg/cm<sup>2</sup> (64.00 Psi), por debajo de esta presión estará calibrada la válvula de seguridad de la estación, el piloto corte por baja para el Slam Shut estará calibrado a 2.50 Kg/cm<sup>2</sup> (35.55 Psi). De tal manera que si en el Tren de Regulación No. 2, por el cual está fluyendo gas llegara a fallar y sobrepasara la presión a la cual está calibrado, la presión seguirá incrementándose hasta alcanzar la presión a la cual está calibrada la válvula de seguridad que es de 4.00 Kg/cm<sup>2</sup> (56.89 Psi); si no fuese suficiente y la presión siguiera incrementándose hasta alcanzar la presión a la cual está calibrado el piloto de corte por alta presión del Slam Shut del regulador No. 2 del tren de regulación No. 2, entonces cortará el flujo de gas a la red general para asegurar que no se tenga una sobre presión en todo el sistema. En el caso contrario si la presión de entrada llegara a disminuir a tal grado de alcanzar la presión a la cual está calibrado el piloto corte por baja presión, este cortara el flujo de gas en todo el sistema.

Después se encuentra el Tren de Medición, conformado por un Medidor Tipo Turbina de 101.6 mm (4”) de Ø en ANSI 300, mismo que enviará señales (pulsos) a un computador mecánico de flujo; éste último calculará el flujo de gas natural que esté pasando por la ERM, aguas abajo del medidor se encuentra un carrete en el que se tienen dos injertos, en el primero de ellos, se encuentra una válvula de aguja, seguido de un manómetro para monitorear la presión, en el segundo va instalado un termo pozo el cual contienen un sensor de temperatura. Dicho tren de medición cuenta con válvulas de bloqueo aguas arriba y aguas abajo para seccionarlo en caso de falla o mantenimiento al medidor.

Después del tren de medición se encuentra una Tee donde se ubica la derivación hacia la válvula de seguridad antes mencionada. Después de la válvula de seguridad, el flujo del gas es dirigido por medio de un arreglo mecánico conformado por carretes de tubería y tee's, hacia la salida de la Estación de regulación.

Conectando todos los trenes de filtración, regulación y medición, se encuentra el arreglo mecánico del By-Pass de la estación, el cual tiene como propósito su apertura para el mantenimiento general de los elementos principales de la estación (Tren de filtración, Tren de regulación, Tren de medición). Este conecta desde el inicio de la Estación hasta el final para evitar el corte del flujo del gas. En él se localizan una válvula esfera de 3” de Ø de palanca de apertura manual para el bloqueo del fluido y este pueda dirigirse a los elementos principales, una válvula 3” de Ø de compuerta la cual se usa para la regulación manual del gas, aguas arriba de los elementos descritos se cuenta con un manómetro testigo el cual indica la presión de entrada de la E.R.M., y aguas debajo de la válvula de globo, se localiza un manómetro testigo que indica la presión de salida de la E.R.M.

Continuando en dirección hacia la salida de la estación, se encuentra una brida 4” de Ø ANSI 300 con el cual se empatará la estación y la red de aprovechamiento del cliente.

## FILOSOFÍA DE OPERACIÓN Y CONTROL DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN ERM “CI-03”.

### I. FUNCIONES DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN.

- Recepción del gas proveniente del gasoducto principal de una manera confiable y segura.
- Filtrar, las impurezas que pudieran afectar la correcta operación de los diferentes equipos y sistemas que lo manejan.
- Regular y mantener la presión del gas, proveniente de la red de distribución, esta presión es requerida por el cliente, para su red de aprovechamiento.
- Medición del flujo de gas, para fines de facturación.

### II. ELEMENTOS PRINCIPALES DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN.

- Dos filtros Coalescedores verticales de 6” de Ø en ANSI 300 y con elementos filtrantes.
- Dos Reguladores de presión de 4” de Ø bridado RF en ANSI 300 con controlador neumático para cortes por alta y baja presión.
- Dos trenes de regulación para bajar la presión en una etapa, utilizando reguladores de 3” de Ø en ANSI 300 marca MOONEY, con cortes por alta y baja presión.
- Un medidor de flujo Tipo Turbina modelo G1000 de 8” de Ø bridado RF en ANSI 150 con bomba de lubricación, alavés de aluminio, alineador de flujo integrado y contador mecánico.
- Válvula de Seguridad de 6” de Ø bridado RF en ANSI 150.

### III. FILOSOFÍA DE OPERACIÓN Y CONTROL DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN.

El gas Natural llegara a la E.R.M. proveniente del Gasoducto Principal propiedad de G.N.N. La estación comienza con una brida w.n. de 6” de Ø en ANSI 300, después tenemos una tee soldable de 6” de Ø que conecta a los trenes de filtración de la estación de regulación.

Se continua con el flujo hasta llegar a una tee, la cual direcciona el flujo al Tren de Filtración N° 1 y Tren de Filtración N° 2 que son independientes entre ellos y están compuestos con los siguientes elementos en sentido del flujo; válvula de esfera de 6” de Ø; un Filtro Coalescedor y posteriormente se tiene otra válvula de esfera de 6” de Ø; para lograr la filtración adecuada en la operación de los equipos delicados como son los pilotos de los reguladores y el medidor. El filtro Coalescente con conexiones de 6” de Ø a la entrada y a la salida, utiliza cartuchos desechables que retienen las partículas sólidas y liquidas de 0.3 micras y mayores con eficiencia del 99.99%. Con el paso del tiempo y el aumento de impurezas retenidas, el cartucho se va saturando y la caída de presión inicial comienza a ser cada vez mayor, lo cual es un indicativo de que se debe remplazar el cartucho o en su defecto, cambiar al Tren de Filtración N° 2. Se cuenta con un manómetro de presión diferencial en cada filtro para monitorear las condiciones de operación de los filtros coalescedores y se cuenta, además, antes del sistema de filtración con un manómetro testigo, para poder monitorear la presión de la entrada de la E.R.M.

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

Para dar mantenimiento al filtro Coalescedor del Tren de Filtración N° 1, se manipulará el juego de válvulas de 6” de Ø aguas arriba y abajo del filtro, para comenzar a operar con el Tren de Filtración N° 2, a fin de dejarlo fuera de operación para su revisión y/o mantenimiento. La operación será a la inversa en caso de saturarse el filtro del Tren de Filtración N° 2.

Inmediatamente después de los Trenes de Filtración, continuamos siguiendo el flujo de gas hacia el Tren de Regulación N° 1 y el Tren de Regulación N° 2, los cuales comienzan con la instalación de una válvula de esfera de 6” de Ø, posteriormente en una configuración de “Stand by Monitor” se encuentra el primer regulador (Regulador Monitor), cuenta con un controlador neumático de doble acción para corte por baja y alta presión que sirve como válvula de corte a la entrada del Tren de Regulación y detecta la presión a la salida del propio tren, dicho regulador es operado por un piloto que es utilizado para vigilar el desempeño del segundo regulador (Regulador Trabajador) el cual se encarga de regular la presión del sistema para entregar el gas a la presión requerida, en caso de falla de éste, el Regulador Monitor toma el control de la presión y realiza la regulación a una presión ligeramente superior a la requerida en el sistema.

Cada Tren de Regulación tiene la capacidad de suministro del 100.00 % de flujo. El Tren de Regulación N° 1, tendrá inicialmente el Regulador N° 1 (Regulador Monitor) que cuenta con un Piloto N° 1 (trabajador) calibrado a  $3.50 \text{ Kg/cm}^2$  (49.78 psi), también cuenta con un controlador neumático de corte para alta presión calibrado a  $3.80 \text{ Kg/cm}^2$  (54.04 psi) y con un controlador neumático para baja presión Calibrado a  $2.50 \text{ Kg/cm}^2$  (35.55 psi). Continuando se encuentra el Regulador N° 2 (Regulador Trabajador) que cuenta con un Piloto N° 2, de tal manera que si en el tren de regulación, por el cual está fluyendo gas llegará a fallar el Regulador N° 2 (Regulador Trabajador), el Regulador N° 1 tomará el control total de la presión, la regulación se realizará en una fase y el regulador que estaba como monitor, ahora será el trabajador. Si por encima de eso de la misma manera fallara el Regulador Monitor (ahora Trabajador) y sobrepasa la presión a la cual está calibrado, la presión seguirá incrementándose hasta alcanzar la presión a la cual está calibrado el controlador neumático de corte automático por alta presión y cortara el flujo de gas por el Tren de Regulación N° 1.

El Tren de Regulación N° 2 tendrá cerrado el Piloto N° 4 del Regulador N° 4 calibrado a  $3.00 \text{ Kg/cm}^2$  (42.66 psi) (Regulador Trabajador), debido a que estará censando una presión mayor a la que está calibrado  $3.5 \text{ Kg/cm}^2$  (49.78 psi), al momento de que el flujo se cortó por alta presión en el Tren de Regulación N° 1, empezará a decrecer la presión en el sistema hasta alcanzar la presión a la que está calibrado el Piloto N° 4 del Tren de regulación N° 2 el cual abrirá automáticamente permitiendo el flujo de gas por este tren y así continuar con el abastecimiento de gas al cliente, a continuación se detallan las presiones a las cuales operara el Tren de Regulación N° 2.

El Regulador N° 3 (Regulador Monitor) cuenta con un Piloto N° 3 calibrado a  $3.00 \text{ Kg/cm}^2$  (42.66 psi), para el controlador neumático de corte automático para alta presión calibrado a  $4.50 \text{ Kg/cm}^2$  (64.00psi), con la intención de mantener ligeramente por arriba de la cual estará calibrada la válvula de seguridad de la estación, también cuenta controlador neumático de corte automático para baja calibrado a  $2.50 \text{ Kg/cm}^2$  (35.55 psi), Continuando se encuentra el regulador N° 4 (Regulador Trabajador) que cuenta con un Piloto N° 4, calibrado a  $3.00 \text{ Kg/cm}^2$  (42.66 psi) de tal manera que si en el Tren de Regulación N° 2, por el cual está fluyendo gas llegara a fallar el Regulador N° 4, el Regulador N° 3 tomara el control de la presión; la regulación se realizara en una fase con el Regulador N° 3 con esta

presión debe de estar dentro del rango a la que esta calibrado el Regulador Monitor, y el Regulador que estaba como Monitor ahora será el Trabajador. Si por encima de eso de la misma manera fallara el Regulador Monitor (ahora Trabajador) del Tren de Regulación N° 2 y sobrepasa la presión a la cual esta calibrado, la presión seguirá incrementándose hasta alcanzar la presión a la cual esta calibrada la válvula de seguridad calibrada a 4.00 Kg/cm<sup>2</sup> (56.89 psi), si no fuese suficiente y la presión siguiera incrementándose hasta alcanzar la presión a la cual esta calibrada el controlador neumático de corte automático por alta presión del Tren de Regulación N° 2, esta última cortará el flujo de gas a la red general para asegurar que no se tendrá una sobrepresión en todo el sistema.

En caso contrario si la presión llegara a disminuir a tal caso de alcanzar la presión a la cual esta calibrado el controlador neumático por corte por baja presión, este cortara el flujo de gas a la red general.

Continuando el sentido del flujo, se encuentra el Tren de Medición, el cual cuenta con una válvula de esfera de 8” de Ø, seguida de un Medidor Tipo Turbina de 8” de Ø bridado RF ANSI 150 aguas abajo del medidor se encuentra un carrete en el que se tiene dos inserto en el primero de ellos se encuentra una válvula de aguja de ½” de Ø NPT, seguida de un manómetro para monitorear la presión, en el segundo va instalado un Termopozo el cual contiene un sensor de temperatura, aguas debajo de este carrete se cuenta también con una válvula de esfera de 8” de Ø, estas válvulas funcionaran para seleccionar la dirección del flujo del gas. Paralelo al tren de medición se tiene el By Pass el cual cuenta con un par de válvulas de esfera de 8” de Ø, las cuales entran en funcionamiento cuando sea necesario realizar el mantenimiento al equipo de medición principal. Dicho By Pass contará con un espacio de la misma longitud al medidor, estará bloqueado por bridas ciegas para evitar la extracción de gas sin ser medido, se ha diseñado de esta manera ya que, en caso de ser necesario por alguna falla en el equipo de medición, o mantenimiento al mismo se instalará de manera provisional el carrete para seguir abasteciendo de gas al cliente.

Se sigue con dirección hacia la salida de la estación donde se encuentra el desfogue de la misma el cual cuenta con una válvula de esfera de 4” de Ø, seguida de la válvula de seguridad antes mencionada, aguas abajo del desfogue y continuando hacia la salida de la estación se sigue con un pequeño carrete de tubería en el que se localiza un inserto, donde se tiene instalado un manómetro para monitorear la presión de salida en la estación, aguas abajo del carrete se tiene una brida de 8” de Ø en ANSI 150, después de lo anterior se entrega el flujo de gas hacia la red de aprovechamiento de los procesos de producción del cliente.

### **FILOSOFÍA DE OPERACIÓN Y CONTROL DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN “TIPO 1”.**

#### **I. FUNCIONES DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN.**

- Recepción de gas proveniente del gasoducto principal de una manera confiable y segura.
- Sistema de filtrado, eliminando impurezas que pudieran afectar la correcta operación de los diferentes equipos y sistemas que lo manejan.
- Regulación de la presión de gas, manteniendo un valor fijo a la salida de la ERM para el uso de este combustible.
- Medición del caudal del gas de la manera requerida y precisa para fines de Monitoreo.

II. ELEMENTOS PRINCIPALES DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN.

- Un filtro Coalescedor vertical marca FILTER-FAB de 3” de Ø modelo C3-740F con un elemento filtrante modelo 425.
- Un tren de regulación de presión en una etapa, contando con un arreglo de MonitorActivo utilizando un regulador de 2” de Ø en ANSI 300 marca Cronos Modelo CCB, integrado con un Slam Shut con cortes por alta presión y baja presión.
- Medidor Ultrasónico con Corrector electrónico de volumen en conexiones en 4” Ø RF con sensores de presión y temperatura, rangueabilidad 01:160 con pulso LF.
- Bypass con una válvula de globo de 3” Ø ANSI 300 para ajuste de presión manual.

III. FILOSOFÍA DE OPERACIÓN Y CONTROL DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN.

El gas natural llegará a la ERM por medio de un tubo de 3” de Ø proveniente de la interconexión al gasoducto principal de acero.

Desde la Interconexión se mantiene el diámetro de 3” de Ø a la entrada de la ERM. La estación comienza con una Tee que conecta el tren de filtración y el By-Pass de la estación de regulación.

Para lograr la filtración adecuada para la operación del equipo sensible y los reguladores, el filtro coalescedor con conexiones de 3” de Ø a la entrada y la salida, utilizara cartuchos desechables que retienen las partículas sólidas y líquidas de 0.3 micras y mayores con eficiencia de 99.99%. Con el paso del tiempo y aumento de impurezas retenidas, el cartucho se va saturando y la caída de presión inicial comienza a ser cada vez mayor, lo cual es indicativo de que se debe remplazar el cartucho.

Se cuenta con un manómetro de presión diferencial en el filtro; para monitorear las condiciones de operación del filtro coalescedor y además se cuenta antes del sistema de filtración y al inicio del tren del By-Pass con un manómetro de testigo, para poder monitorear la presión de entrada de gas al E.R.M.

Inmediatamente después del equipo de filtración, se encuentran el tren de regulación, el cual comienza con la instalación de un solo regulador el cual en un solo cuerpo está incluido un regulador Monitor, un regulador Activo y un controlador Slam Shut con acción para corte por alta y baja presión que sirve como válvula de corte a la entrada del tren de regulación que sensa la presión a la salida del tren. Aguas debajo del regulador se localiza un carrete de tubería con 3 injertos, el primero de ellos tiene instalado un manómetro para toma de presión, y el resto son las tomas de señales para los reguladores (monitor, Activo y Controlador Slam Shut).

El tren de regulación tiene la capacidad de suministro del 100 % de flujo. El tren de regulación operara con un único regulador en cual en su cuerpo está constituido en su primera etapa se encuentra el Regulador Activo calibrado a 4.50 Kg/cm<sup>2</sup> (64.00 Psi) este mantendrá la presión y la demanda del gas a la salida de la estación, dentro del mismo cuerpo como segunda etapa, se encuentra el Regulador Monitor el cual estará calibrado a 5.50 Kg/cm<sup>2</sup> (78.22 Psi), y como tercera etapa se encuentra el dispositivo Slam Shut con corte por alta calibrado a 6.00 Kg/cm<sup>2</sup> (85.34 Psi) y corte por baja presión calibrado a 3.80 Kg/cm<sup>2</sup> (54.05 Psi). En un servicio normal el regulador monitor está completamente abierto

ya que un valor de presión inferior a su valor establecido ( $5.50 \text{ Kg/cm}^2$ ), el regulador activo es el que está operando ( $4.50 \text{ Kg/cm}^2$ ), si debido a una falla del regulador activo, la presión aguas abajo aumenta, cuando supera el nivel al cual está ajustado, el monitor entra en funcionamiento y ajusta la presión a su propio valor establecido.

De la misma manera si llegara a fallar el regulador monitor y sobrepasa la presión a la cual está calibrado seguirá incrementándose hasta alcanzar la presión a la cual esta calibrado el controlador por alta presión y cortara el flujo de gas por el tren de regulación, de esta forma se asegura que no tenga una sobrepresión en todo el sistema de distribución. En el caso contrario si la presión de entrada llegara a disminuir al tal caso de alcanzar la presión a la cual esta calibrado el controlador por corte por baja presión, cortara el flujo de gas por el tren de regulación.

Después del tren de regulación, el flujo del gas es dirigido a través de un carrete de tubería hacia el Medidor ultrasónico el cual cuenta con un corrector electrónico de volumen el cual muestra las cualidades y características del gas, por medio de un arreglo mecánico conformado por carretes de tubería y tee's, el flujo es dirigido la salida de la Estación de regulación.

Paralelo a los trenes de filtración y regulación, se encuentra el arreglo mecánico del By-Pass de la estación, el cual tiene como propósito su apertura para el mantenimiento general de los elementos principales de la estación (Tren de filtración, Tren de regulación y tren de Medición). Este conecta desde el inicio de la Estación hasta el final para evitar el corte del flujo del gas. En él se localizan una válvula esfera de 3" de DN de palanca de apertura manual para el bloqueo del fluido y este pueda dirigirse a los elementos principales, una válvula 3" de DN de compuerta la cual se usa para la regulación manual del gas, aguas arriba de los elementos descritos se cuenta con un manómetro testigo el cual indica la presión de entrada de la E.R.M., y aguas debajo de la válvula de globo, se localiza un manómetro testigo que indica la presión de salida de la E.R.M. y un injerto con válvula esfera de apertura manual para un posible desfogue del By-Pass.

Continuando en dirección hacia la salida de la estación esta amplía su diámetro principal de 4" Ø a 6" Ø, para terminar con una brida 6" de Ø.

### **FILOSOFÍA DE OPERACIÓN Y CONTROL DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN “TIPO 2”.**

#### **I. FUNCIONES DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN.**

- Recepción de gas proveniente del gasoducto principal de una manera confiable y segura.
- Sistema de filtrado, eliminando impurezas que pudieran afectar la correcta operación de los diferentes equipos y sistemas que lo manejan.
- Regulación de la presión de gas, manteniendo un valor fijo a la salida de la ERM para el uso de este combustible.
- Medición del caudal del gas de la manera requerida y precisa para fines de Monitoreo.

### II. ELEMENTOS PRINCIPALES DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN.

- Un filtro Coalescedor vertical marca FILTER-FAB de 3” de Ø modelo C3-740F con un elemento filtrante modelo 425.
- Un tren de regulación de presión en una etapa, contando con un arreglo de MonitorActivo utilizando un regulador de 2” de Ø en ANSI 300 marca Cronos Modelo CCB, integrado con un Slam Shut con cortes por alta presión y baja presión.
- Medidor Ultrasónico con Corrector electrónico de volumen en conexiones en 6” Ø RF con sensores de presión y temperatura, rangueabilidad 01:160 con pulso LF.
- Bypass con una válvula de globo de 3” Ø ANSI 300 para ajuste de presión manual.

### III. FILOSOFÍA DE OPERACIÓN Y CONTROL DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN.

El gas natural llegará a la ERM por medio de un tubo de 3” de Ø proveniente de la interconexión al gasoducto principal de acero.

Desde la Interconexión se mantiene el diámetro de 3” de Ø a la entrada de la ERM. La estación comienza con una Tee que conecta el tren de filtración y el By-Pass de la estación de regulación.

Para lograr la filtración adecuada para la operación del equipo sensible y los reguladores, el filtro coalescedor con conexiones de 3” de Ø a la entrada y la salida, utilizara cartuchos desechables que retienen las partículas sólidas y liquidas de 0.3 micras y mayores con eficiencia de 99.99%. Con el paso del tiempo y aumento de impurezas retenidas, el cartucho se va saturando y la caída de presión inicial comienza a ser cada vez mayor, lo cual es indicativo de que se debe remplazar el cartucho.

Se cuenta con un manómetro de presión diferencial en el filtro; para monitorear las condiciones de operación del filtro coalescedor y además se cuenta antes del sistema de filtración y al inicio del tren del By-Pass con un manómetro de testigo, para poder monitorear la presión de entrada de gas al E.R.M.

Inmediatamente después del equipo de filtración, se encuentran el tren de regulación, el cual comienza con la instalación de un solo regulador el cual en un solo cuerpo está incluido un regulador Monitor, un regulador Activo y un controlador Slam Shut con acción para corte por alta y baja presión que sirve como válvula de corte a la entrada del tren de regulación que sensa la presión a la salida del tren. Aguas debajo del regulador se localiza un carrete de tubería con 3 injertos, el primero de ellos tiene instalado un manómetro para toma de presión, y el resto son las tomas de señales para los reguladores (monitor, Activo y Controlador Slam Shut).

El tren de regulación tiene la capacidad de suministro del 100 % de flujo. El tren de regulación operara con un único regulador en cual en su cuerpo está constituido en su primera etapa se encuentra el Regulador Activo calibrado a 4.50 Kg/cm<sup>2</sup> (64.00 Psi) este mantendrá la presión y la demanda del gas a la salida de la estación, dentro del mismo cuerpo como segunda etapa, se encuentra el Regulador Monitor el cual estará calibrado a 5.50 Kg/cm<sup>2</sup> (78.22 Psi), y como tercera etapa se encuentra el dispositivo Slam Shut con corte por alta calibrado a 6.00 Kg/cm<sup>2</sup> (85.34 Psi) y corte por baja presión calibrado a 3.80 Kg/cm<sup>2</sup> (54.05 Psi). En un servicio normal el regulador monitor está completamente abierto

ya que un valor de presión inferior a su valor establecido ( $5.50 \text{ Kg/cm}^2$ ), el regulador activo es el que está operando ( $4.50 \text{ Kg/cm}^2$ ), si debido a una falla del regulador activo, la presión aguas abajo aumenta, cuando supera el nivel al cual está ajustado, el monitor entra en funcionamiento y ajusta la presión a su propio valor establecido.

De la misma manera si llegara a fallar el regulador monitor y sobrepasa la presión a la cual está calibrado seguirá incrementándose hasta alcanzar la presión a la cual esta calibrado el controlador por alta presión y cortara el flujo de gas por el tren de regulación, de esta forma se asegura que no tenga una sobrepresión en todo el sistema de distribución. En el caso contrario si la presión de entrada llegara a disminuir al tal caso de alcanzar la presión a la cual esta calibrado el controlador por corte por baja presión, cortara el flujo de gas por el tren de regulación.

Después del tren de regulación, el flujo del gas es dirigido a través de un carrete de tubería hacia el Medidor ultrasónico el cual cuenta con un corrector electrónico de volumen el cual muestra las cualidades y características del gas, por medio de un arreglo mecánico conformado por carretes de tubería y tee's, el flujo es dirigido la salida de la Estación de regulación.

Paralelo a los trenes de filtración y regulación, se encuentra el arreglo mecánico del By-Pass de la estación, el cual tiene como propósito su apertura para el mantenimiento general de los elementos principales de la estación (Tren de filtración, Tren de regulación y tren de Medición). Este conecta desde el inicio de la Estación hasta el final para evitar el corte del flujo del gas. En él se localizan una válvula esfera de 3" de DN de palanca de apertura manual para el bloqueo del fluido y este pueda dirigirse a los elementos principales, una válvula 3" de DN de compuerta la cual se usa para la regulación manual del gas, aguas arriba de los elementos descritos se cuenta con un manómetro testigo el cual indica la presión de entrada de la E.R.M., y aguas debajo de la válvula de globo, se localiza un manómetro testigo que indica la presión de salida de la E.R.M. y un injerto con válvula esfera de apertura manual para un posible desfogue del By-Pass.

Continuando en dirección hacia la salida de la estación esta amplía su diámetro principal de 6" Ø a 8" Ø, para terminar con una brida de 8" de Ø.

### **FILOSOFÍA DE OPERACIÓN Y CONTROL DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN “TIPO 3”.**

#### **I. FUNCIONES DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN.**

- Recepción de gas proveniente del gasoducto principal de una manera confiable y segura.
- Sistema de filtrado, eliminando impurezas que pudieran afectar la correcta operación de los diferentes equipos y sistemas que lo manejan.
- Regulación de la presión de gas, manteniendo un valor fijo a la salida de la ERM para el uso de este combustible.

#### **II. ELEMENTOS PRINCIPALES DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN.**

- Dos Válvulas tipo esfera de paso completo en acero al carbón de 4" Ø ANSI 300 bridada RF, accionada por palanca de tres piezas.

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

- Filtro Coalescedor marca Filter Fab de 4" Ø de 180° en ANSI 300, modelo C4-740 F con elemento filtrante 415, con estampado ASME.
- Regulador con Slam-Shut Mooney con conexiones bridadas RF de 3" Ø en ANSI 300 Mod. SG17 con platos ranurados al 50% de la capacidad del regulador, diafragma 75 durometer, con filtro, provisto de piloto serie 20, con resorte color purpura rango 60-200 psig, controlador serie 50D (Función Dual), con resorte para corte por baja presión color azul rango 40-90 psig y corte por alta presión color purpura rango 90-175 psig, para proteger la instalación por eventos que pueden ocasionar una condición insegura aguas debajo de la ER.
- Regulador Mooney Bridado RF de 3" Ø en ANSI 300 Mod. FG-17 con platos ranurados al 50%, de la capacidad del regulador, con filtro, provisto de piloto serie 20 con resorte color purpura rango de 60-20 psi.
- Una Válvula de globo 4" Ø ANSI 300 bridada RF, accionada por volante.
- Una Válvula de mariposa de acero al carbón de 8" Ø ANSI 150 accionada por palanca.

### III. FILOSOFÍA DE OPERACIÓN Y CONTROL DE LA ESTACIÓN DE REGULACIÓN.

El gas natural llegará a la E.R. proveniente del Gasoducto Principal propiedad de GNN. En su inicio de la estación de regulación, va conectada una brida de cuello soldable de 4" Ø tipo RF en ANSI 300 que en posición horizontal se une con otra brida idéntica de cuello soldable de 4" Ø tipo RF en ANSI 300, entre estas bridas se encuentra una junta aislante (Junta aislante dieléctrica pikotek de 4" en ANSI 300 tipo RF), para proteger la ER de cualquier tipo de corriente eléctrica proveniente de tubo de 4" Ø.

Aguas abajo de las bridas se llega al extremo lateral de una tee de 4" x 4" x 4" Ø de acero al carbón en cedula 40, posteriormente del otro extremo lateral de la Tee se deriva un BY-PASS este se tiene de forma horizontal (se describirá más adelante), por el extremo central de la Tee, en dirección horizontal hacia la derecha, se suelda una brida de 4" Ø en ANSI 300, que se conecta con una válvula esfera bridada de 4" Ø en ANSI 300, la cual empata con un Filtro Filter-Fab C4-740F con conexiones bridadas de 4" Ø en ANSI 300, este filtro utilizara cartuchos desechables que retienen las partículas sólidas y líquidas de 0.3 micras y mayores, con eficiencia de 99.99%.

Para empatar la conexión de la salida del filtro, se encuentra una brida de cuello soldable de 4" Ø tipo RF en ANSI 300, seguida de un codo soldable de 90° x 4" Ø, el cual envía el flujo en posición vertical ascendente, inmediatamente a este codo se conecta otro codo soldable de 90° x 4" Ø, el cual cambia la dirección del flujo en sentido horizontal hacia el lado derecho, continuando hacia una reducción soldable de 4" x 3" de acero al carbón, está seguida de una brida de cuello soldable de 3" Ø tipo RF en ANSI 300, a la cual se conecta un regulador Mooney de 3" Ø con conexiones bridadas en ANSI 300 SG-17 (Slam Shut), para corte en alta y baja presión llamado (regulador monitor), operado con un piloto, el cual es utilizado para vigilar el desempeño del regulador trabajador FG-17, y en caso de que este falle, el regulador monitor tome el control total de la presión de operación.

Enseguida se encuentra el regulador trabajador ya mencionado; regulador Mooney de 3" Ø, FG-17 operado por un piloto cuya función es la regulación de la presión requerida a la salida de la estación. Entre el regulador monitor y el regulador trabajador, se encuentra un carrete de 4" Ø de acero y en cada uno de sus extremos, se tiene una reducción y una brida cuello soldable de 3" Ø para empatar dichos reguladores. En este carrete se localizan dos

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

injertos; uno de ¼" Ø, en posición vertical que se emplea para la instalación de una válvula de aguja de ¼" Ø NPT, seguida de un manómetro para monitorear la presión, y un segundo injerto de ½" que se encuentra a 180° en posición vertical opuesta con respecto al injerto antes mencionado, en el cual se instalara una válvula de esfera de ¼ de vuelta de ½" Ø NPT para desfogue.

El Regulador (monitor) está calibrado para corte por alta presión a 6.00 Kg/cm<sup>2</sup> (85.34 Psi), y corte por baja presión calibrado a 3.8 Kg/cm<sup>2</sup> (54.05 Psi), y la piloto serie 20 de este regulador estará calibrado a 5.50 Kg/cm<sup>2</sup> (78.23 Psi), posterior al slam shut se continua con un Regulador el cual estará en operación regulando a 4.50 Kg/cm<sup>2</sup> (78.23 Psi).

Es decir que su funcionamiento será como se describe a continuación, si en fase de regulación llegara a fallar el regulador (trabajador), el regulador piloto (SG-17) tomará la presión a 5.50 Kg/cm<sup>2</sup> que es la presión del monitor, y el piloto que estaba como monitor pasara a ser el trabajador. Si por encima de eso, de la misma manera fallara el regulador monitor (ahora trabajador) y sobrepase la presión a la cual esta calibrado, la presión seguiría incrementándose hasta alcanzar la presión a la cual esta calibrado el módulo por corte por alta presión 6.00 kg/cm<sup>2</sup> (85.34 Psi). Ésta automáticamente se accionará para asegurar que no se tenga una sobre presión en todo el sistema y se cortará el flujo de gas a la red general.

Después del segundo regulador (trabajador) se conecta una brida de cuello soldable de 4" Ø tipo RF ANSI 300, seguida de un juego de reducciones 6" x 3" y continuando con una reducción soldable de 8" x 6" Ø que al final de la última reducción se conecta una tee soldable 8" Ø que continua por su extremo central en dirección vertical descendente hasta conectar un carrete de 8" Ø, el cual contiene 5 insertos, el primero se emplea para colocar una válvula de esfera para desfogue, el segundo sirve para instalar un manómetro para monitorear la presión, los siguientes 3 injertos tienen la función de mandar la señal neumática hacia los pilotos de los reguladores y hacia el módulo de las válvulas de corte automático, aguas abajo del carrete se encuentra una brida de cuello soldable de 8" Ø tipo RF ANSI 150 para sujetar la válvula de mariposa de 8" Ø ANSI 150 y por el otro extremo con otra brida de cuello soldable de 8" Ø tipo RF ANSI 150, esta válvula mariposa da paso al flujo de gas natural hacia una Tee de 8" Ø, donde se re-direcciona el flujo en posición horizontal y se conecta una brida que dará la salida del gas natural y el final del arreglo mecánico de la estación de regulación.

Regresando a la primer tee de la entrada y siguiendo en dirección horizontal hacia la segunda Tee, se encuentra el by-pass general, el cual entrará en funcionamiento cuando se le de mantenimiento a los equipos ya sea de filtración y/o regulación; el by-pass general inicia con un carrete de 4" Ø en el cual se tienen 2 insertos; uno que lleva en su extremo a manómetro para estar monitoreando la presión de gas que se esté entregando a la salida de la estación y el otro que contiene una válvula de esfera de ½" Ø como preparación para colocar una válvula de alivio, continuando después del carrete se tiene un codo el cual conecta hacia una válvula de esfera de paso completo accionada por palanca en conexiones bridadas de 4" Ø tipo RF en ANSI 300 que abre para dejar fluir el gas natural, pegada a esta se tiene una válvula de globo accionada por volante en conexiones bridadas de 4" Ø tipo RF en ANSI 300 para controlar el flujo de gas, la cual se une por medio de bridas de 4" Ø tipo RF en ANSI 300 y en su extremo de salida se conecta una reducción 4" x 8" de acero al carbón ced. 40, está en su extremo de 8" Ø se une a un carrete de tubería de 8" Ø en el que se encuentran dos insertos; uno que lleva en su extremo a manómetro para estar monitoreando la presión de gas que se esté entregando a la salida de la estación

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

y el otro que contiene una válvula de esfera de ½” Ø como preparación para colocar una válvula de desfogue. Aguas abajo del carrete se conecta la tee de 8” Ø, seguida de una brida de 8” Ø tipo RF ANSI 150 último elemento de la Estación de Regulación, que da salida al flujo de gas natural a la red general.

**Tabla 14. Características de la sustancia.**

Nombre químico de la sustancia (IUPAC)	No. CAS	Riesgo químico					Flujo en m <sup>3</sup> /h o millones de pies cúbicos estándar por día (MPCSD)	Concentración	Capacidad total			Tipo de almacenamiento	Cantidad de reporte en el Listado de Actividades Altamente Riesgosa
		C	R	E	T	I			Máxima de proceso (Ton/día)	Máxima de transporte (Ton/día)	Máxima de almacenamiento (Ton)		
Gas natural	8006-14-2				X	X	4.80	100%	N/A	N/A	N/A	Ducto	500 kg

Se anexa hoja de seguridad del gas natural.

### 4.3 Descripción del entorno

#### Características del sitio.

Una parte fundamental de algún determinado sitio, son sus características bióticas y abióticas, debido a que están son las que a lo largo del tiempo le han dado las condiciones para que en dicha área existan características que la hacen única, o pertenecer a un grupo, tales características pueden ser el tipo de clima, geología, relieve, provincias fisiográficas, tipo de suelo, etc.

A continuación, se describen los factores antes mencionados.

#### Tipos de Clima

De acuerdo con la clasificación de Wladimir K Köppen y modificado por Enriqueta García (1988), en el área del proyecto, se encuentran los siguientes tipos de clima, **C(fm)** Templado húmedo, **(A)c(m)** Semicálido húmedo y **Aw1(w)** Cálido subhúmedo.

**Tabla 1. Tipos de climas en el área del proyecto.**

Clave	Tipo climático	Descripción
<b>C(fm)</b>	Templado húmedo	Temperatura media anual entre 12° y 18°C. Húmedo y con lluvias todo el año, precipitación del mes más seco superior a 40 mm, porcentaje de lluvia invernal menor de 18.
<b>(A)c(m)</b>	Semicálido húmedo	Temperatura media del mes más frío mayor de 18°C. Temperatura media anual mayor de 18°C. Húmedo y con lluvias todo el año, precipitación del mes más seco superior a los 60 mm, con lluvia invernal menor de 18.
<b>Aw1(w)</b>	Cálido subhúmedo	Temperatura media anual mayor de 22°C. Lluvias de verano y sequía en invierno, porcentaje de lluvia invernal menor de 5.

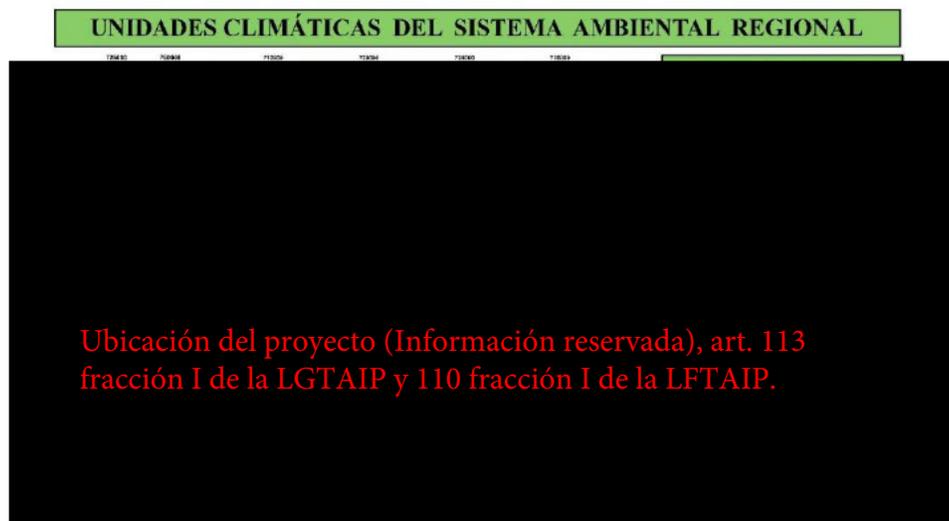


Figura 5. Tipos climáticos en el área del proyecto.

### ✚ Temperatura y precipitación

A continuación, se ilustran dos figuras que representan las temperaturas máximas y mínimas en el área del sistema ambiental, de acuerdo a los datos vectoriales de CONABIO.

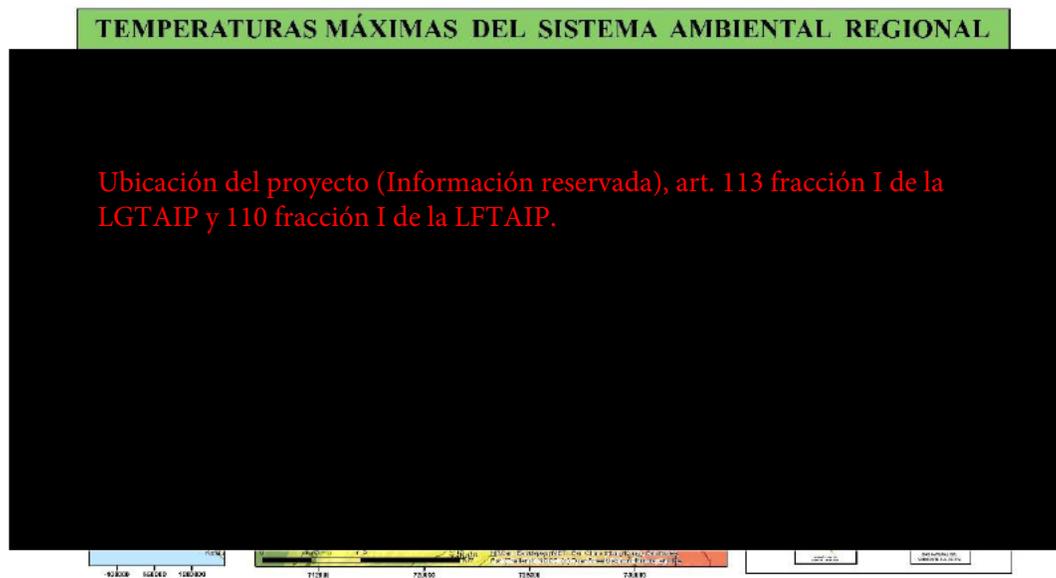
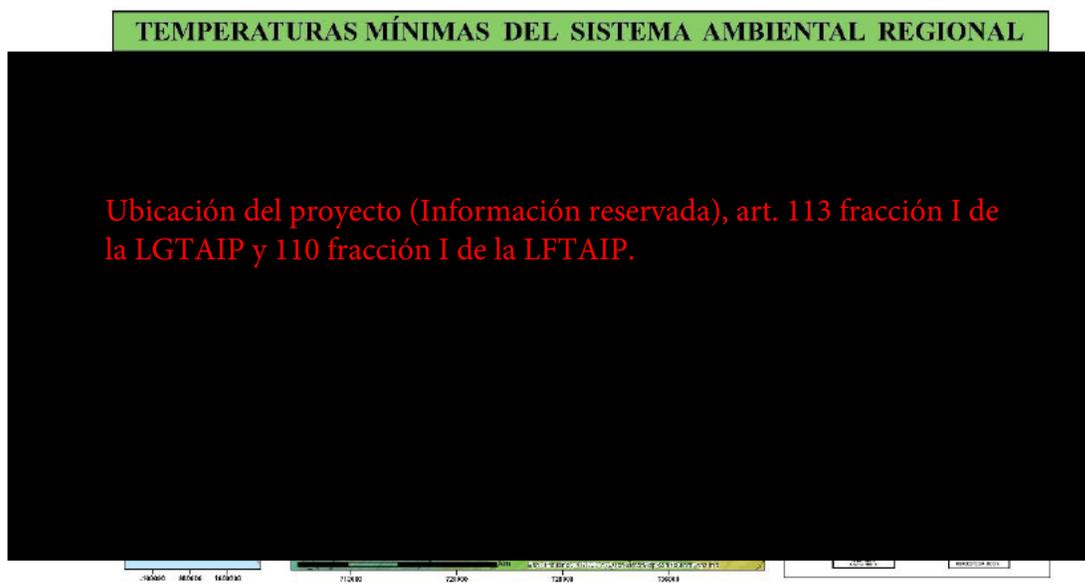


Figura 1. Temperatura máxima en el área del proyecto

Los rangos de temperatura máxima presente en el área del proyecto van desde 28-30°C, 30-32°C, 32-34°C, 34-36°C y 36-38°C, considerados como muy cálidos.



**Figura 2. Temperatura mínima dentro del área del proyecto**

Las temperaturas mínimas alcanzadas son catalogadas por la Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad (CONABIO), como Frío y Semifríos dentro de cuatro rangos que van desde 2-4°C, 4-5°C, 5-6°C, 6-8°C, 8-10°C, y 10-12°C.

La Precipitación Total acumulada durante todo el año es de **1350.29 mm**, el régimen de precipitación se caracteriza por lluvias de verano. Los meses con mayor precipitación son junio, Julio, agosto y septiembre, mientras que los de menor precipitación son febrero y marzo.

Según Vectoriales obtenidos del Portal de Geo información de la CONABIO en el sistema ambiental regional se presentan precipitaciones de 800-1000 mm, 1000-1200 mm, 1200 a 1500 mm, 1500 a 1800 mm y de 1800-2000 mm de precipitación.

**RANGOS DE PRECIPITACIÓN DEL SISTEMA AMBIENTAL REGIONAL**

Ubicación del proyecto (Información reservada), art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

-100000 850000 1000000

712000

720000

724000

728000

**Figura 6. Rangos de precipitación.**

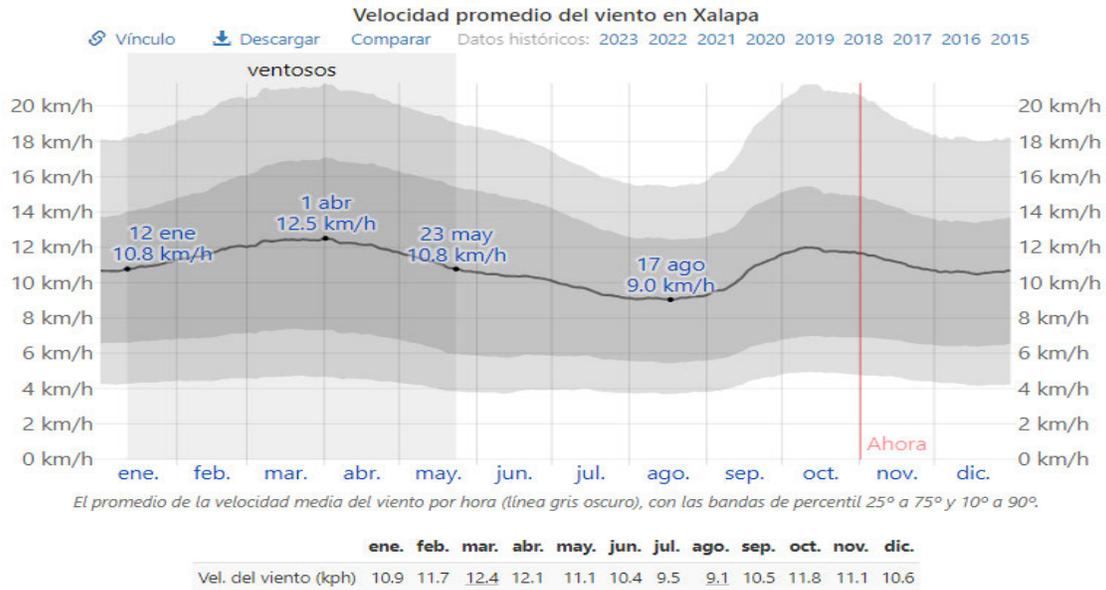
**✚ Dirección y velocidad del viento**

Esta sección trata sobre el vector de viento promedio por hora del área ancha (velocidad y dirección) a 10 metros sobre el suelo. El viento de cierta ubicación depende en gran medida de la topografía local y de otros factores; y la velocidad instantánea y dirección del viento varían más ampliamente que los promedios por hora. La velocidad promedio del viento por hora en Xalapa tiene variaciones estacionales leves en el transcurso del año.

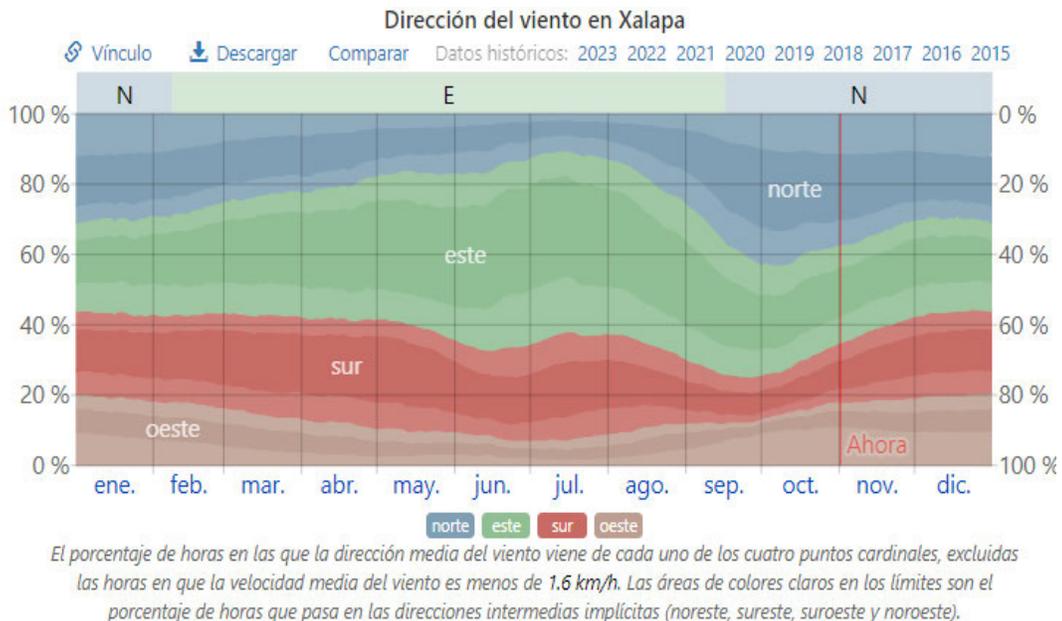
La parte más ventosa del año dura 4.4 meses, del 12 de enero al 23 de mayo, con velocidades promedio del viento de más de 10.8 kilómetros por hora. El mes más ventoso del año en Xalapa es marzo, con vientos a una velocidad promedio de 12.4 kilómetros por hora.

El tiempo más calmado del año dura 7.6 meses, del 23 de mayo al 12 de enero. El mes más calmado del año en Xalapa es agosto, con vientos a una velocidad promedio de 9.1 kilómetros por hora.

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”



**Figura 3. Velocidad Promedio del Viento en Xalapa.**



**Figura 4. Dirección del Viento en Uruapan.**

La dirección predominante promedio por hora del viento en Xalapa varía durante el año. El viento con más frecuencia viene del este durante 7.3 meses, del 8 de febrero al 16 de septiembre, con un porcentaje máximo del 53 % en 4 de julio. El viento con más frecuencia viene del norte durante 4.7 meses, del 16 de septiembre al 8 de febrero, con un porcentaje máximo del 31 % en 1 de enero.

### ✚ Fenómenos climatológicos (norte, tormentas tropicales y huracanes, entre otros eventos extremos).

Se considera fenómeno meteorológico a cualquier suceso o circunstancia observable que se produce de forma natural en la atmósfera terrestre, concretamente en la troposfera, la capa de la atmósfera más cercana a la superficie de la Tierra.

Estos fenómenos atmosféricos se deben a diversos factores que inciden en la troposfera. Entre ellos, destaca la propia circulación del aire, que se mueve constantemente en forma de corrientes y masas de aire a distintas temperaturas.

También existen otros, como la radiación solar, la presión atmosférica, los factores geográficos (latitud), las corrientes marinas, el relieve o la vegetación de una determinada zona. Todos estos factores interactúan y producen cambios que se traducen en los distintos fenómenos meteorológicos.

Nubosidad, viento, nieve, tormentas, olas de calor, son fenómenos meteorológicos que, en un momento determinado, pueden desarrollarse en cualquier lugar del planeta. Algunos, como la lluvia, son imprescindibles para nuestra propia supervivencia, y otros, como un espectacular arcoíris, nos regalan bellos efectos ópticos. También los hay que demuestran el poder devastador de la naturaleza causando graves catástrofes naturales.

- Tornados, remolinos de polvo o de arena, tormentas de polvo.

Una tormenta de polvo se define como un fenómeno que se produce cuando vientos de suficiente intensidad se desarrollan sobre sedimentos no consolidados, los cuales son transportados por suspensión o saltación. Sin embargo, un factor que disminuye la presencia de este fenómeno es el contenido de humedad en los materiales, ya que al existir agua rellenando los poros entre las partículas, incrementan su densidad, cohesión y peso, lo que dificulta el movimiento por el viento. De acuerdo al atlas de riesgo de CENAPRED el riesgo en el área por viento es **Moderado**.

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

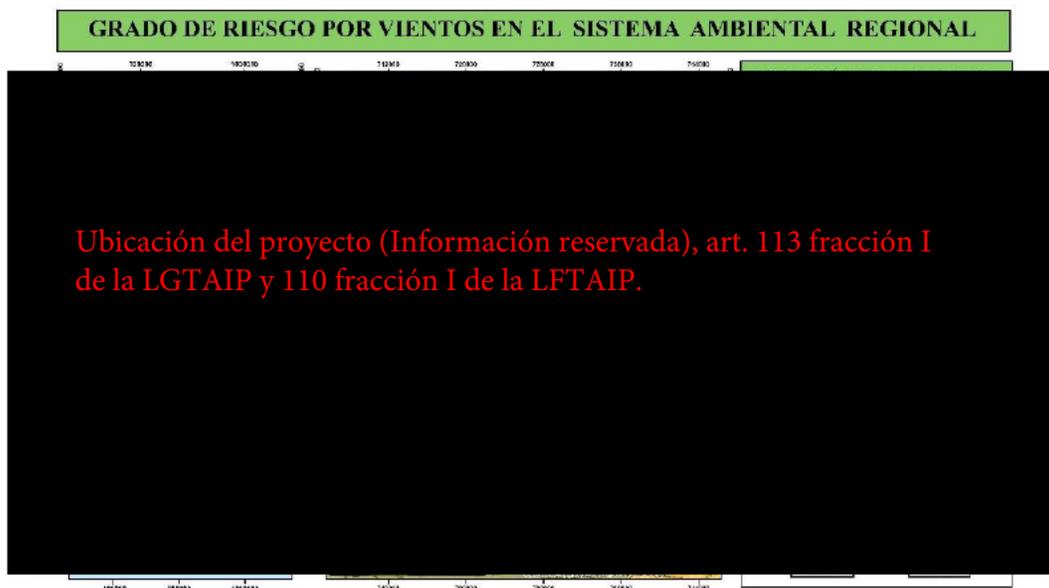


Figura 5. Grado de riesgo por vientos en el área del proyecto.

- Heladas

Según el Portal de Geo información de la CONABIO (<http://www.conabio.gob.mx/informacion/gis/>) y (CENAPRED, 2017) indican que para el Sistema Ambiental Regional el riesgo por Heladas se encuentra dentro del rango **Bajo**.

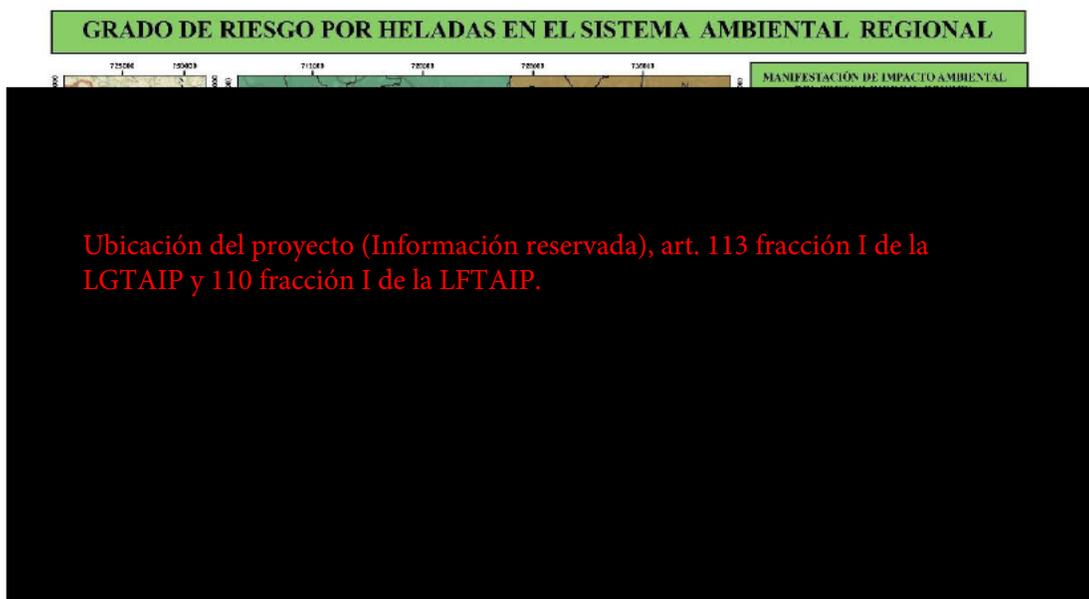


Figura 6. Grado de riesgo por heladas en el área del proyecto.

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

- Granizo

### GRADO DE RIESGO POR GRANIZO EN EL SISTEMA AMBIENTAL REGIONAL

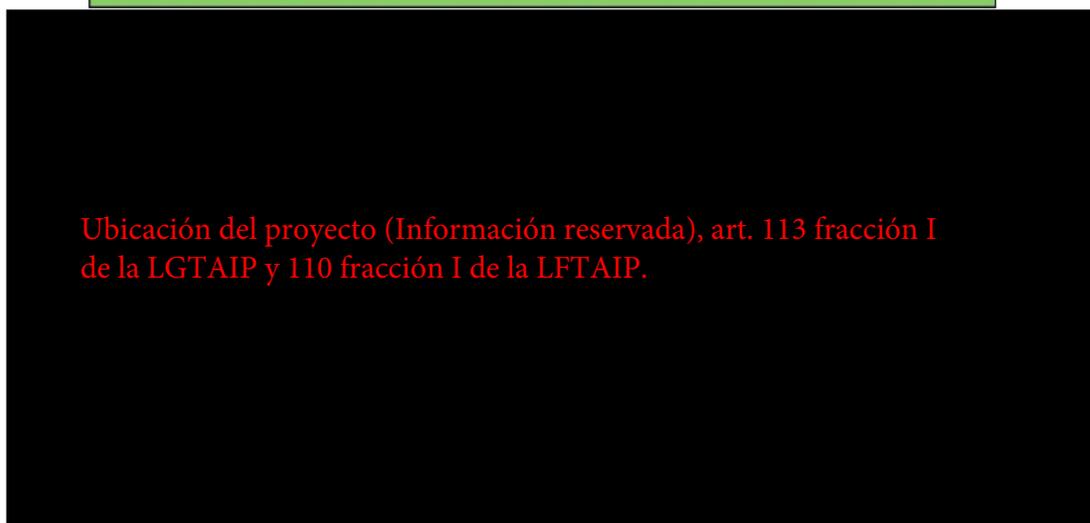


Figura 7. Grado de riesgo por granizo en el área del proyecto.

El granizo es un tipo de precipitación que consiste en partículas irregulares de hielo. Se produce en tormentas intensas en las que gotas de agua sobre enfriadas, es decir, aún líquidas, pero a temperaturas por debajo de su punto normal de congelación (0 °C) se precipitan, ocurre tanto en verano como en invierno, aunque se presentan con mayor frecuencia en días del año en los que las temperaturas son elevadas. Según el Portal de Geo información de la CONABIO (<http://www.conabio.gob.mx/informacion/gis/>) y (CENAPRED, 2017) el riesgo por granizo en el área del proyecto está dentro del rango **Muy Bajo**.

- Ciclones

Según el Portal de Geo información de la CONABIO (<http://www.conabio.gob.mx/informacion/gis/>) y (CENAPRED, 2017), el grado de Peligro por ocurrencia de Ciclones Tropicales en el Sistema Ambiental Regional es **Muy Bajo**.

GRADO DE RIESGO POR CICLONES TROPICALES EN EL SISTEMA AMBIENTAL REGIONAL

Ubicación del proyecto (Información reservada), art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

Figura 8. Grado de riesgo por ciclones tropicales en el área del proyecto.

- Nevadas

Según el Portal de Geo información de la CONABIO (<http://www.conabio.gob.mx/informacion/gis/>) y (CENAPRED, 2017), el riesgo por Nevadas en el área del área del proyecto es **Muy Bajo**

GRADO DE RIESGO POR NEVADAS EN EL SISTEMA AMBIENTAL REGIONAL

Ubicación del proyecto (Información reservada), art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

Figura 9. Grado de riesgo por nevadas en el área del proyecto.

- Inundaciones.

Uno de los elementos importantes en el caso de las inundaciones debidas a fenómenos como el desbordamiento de cuerpos de agua, incapacidad de captación pluvial por exceso

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

de volumen de lluvia. Según el Portal de Geo información de la CONABIO (<http://www.conabio.gob.mx/informacion/gis/>) y a la (CENAPRED, 2017) la Vulnerabilidad de Riesgo por Inundación dentro del área del proyecto corresponde a **Media**.

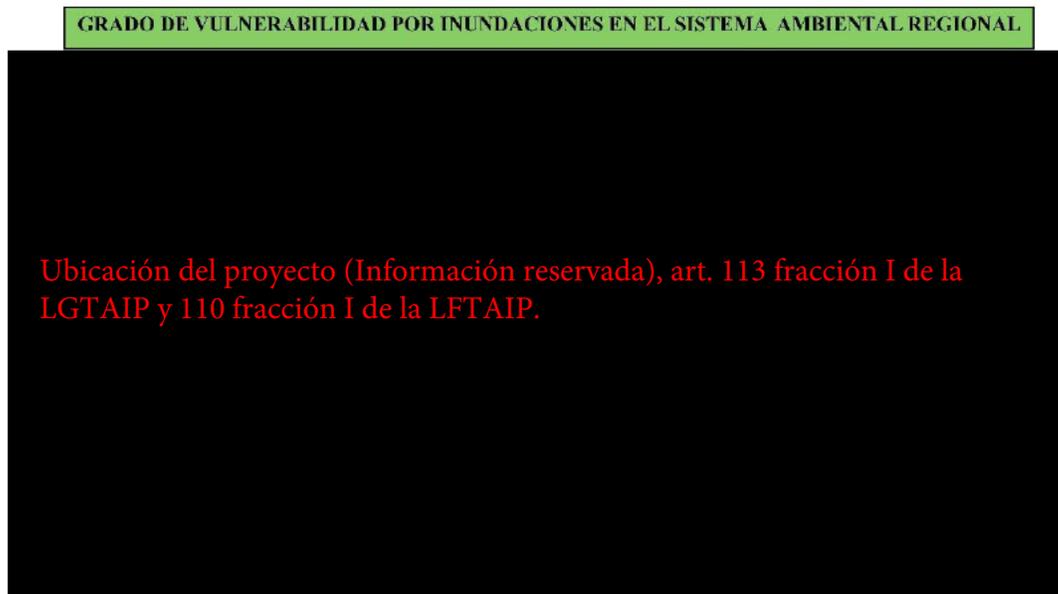


Figura 10. Grado de vulnerabilidad por Inundaciones en el área del proyecto.

- Sismicidad

Con fines de diseño antisísmico, la República Mexicana se dividió en cuatro zonas sísmicas, utilizándose los catálogos de sismos del país desde inicios de siglo:

- La zona A, es una zona donde no se tienen registros históricos de sismos, no se han reportado sismos en los últimos 80 años y no se esperan aceleraciones del suelo mayores a un 10% de la aceleración de la gravedad a causar de temblores.
- Las zonas B y C, son zonas intermedias, donde se registran sismos no tan frecuentemente o son zonas afectadas por altas aceleraciones pero que no sobrepasan el 70% de la aceleración del suelo.
- La zona D, es una zona donde se han reportado grandes sismos históricos, donde la ocurrencia de sismos es muy frecuente y las aceleraciones del suelo pueden sobrepasar el 70% de la aceleración de la gravedad.

La susceptibilidad de la zona a sismicidad, deslizamientos, derrumbes, movimientos de tierra o roca y posible actividad volcánica, de acuerdo a la regionalización sísmica del Sistema Geológico Mexicano (SGM), la región donde se ubica el proyecto se localiza en la Zona “B”, correspondiente al grado de riesgo por Sismos de **Bajo** (CFE, 2008).

GRADO DE RIESGO POR SISMOS EN EL SISTEMA AMBIENTAL REGIONAL

Ubicación del proyecto (Información reservada), art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

Figura 11. Grado de riesgo por sismos en el área del proyecto.

o Vulcanismo

El vulcanismo es una manifestación de la energía interna de la Tierra. En México gran parte del vulcanismo está relacionado con la zona de subducción formada por las placas de Rivera y Cocos con la gran placa norteamericana, y tiene su expresión volcánica en el Sistema Volcánico Transversal o Faja Volcánica Mexicana.

El área donde se ubica el área del proyecto, es dentro de la Provincia fisiográfica del Eje Neovolcánico, que se compone de grandes estratovolcanes, como: el volcán de Colima, Tancítaro, Xinantecátl (Nevado de Toluca), Popocatépetl, Iztaccíhuatl, Matlalcuéyetl (Malinche) y Citlaltépetl (Pico de Orizaba), que casi en línea recta atraviesan el país, más o menos sobre el paralelo 19 y dan el trazo de la gran falla Clarión. Esta región está integrada por grandes sierras volcánicas y coladas lávicas, conos dispersos o en enjambre, amplios escudo-volcanes de basalto y depósitos de arenas y cenizas, entre otras formaciones, que se encuentran dispersos entre llanuras.

VULCANICIDAD CERCANA AL SISTEMA AMBIENTAL REGIONAL

Ubicación del proyecto (Información reservada), art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

Figura 12. Grado de riesgo por actividad volcánica cercana al área del proyecto.

Según el Portal de Geo información de la CONABIO (<http://www.conabio.gob.mx/informacion/gis/>) y a la (CENAPRED, 2017) la distancia a la que se encuentra el volcán más cercano al área del proyecto es de 15 Km, y corresponde al Volcán de tipo escudo, denominado como Cofre de Perote.

#### ✚ Edafología

##### Tipo de suelo

De acuerdo a la información generada por el Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (INEGI, 2015) se obtiene la información Edafológica Escala 1: 250 000, para la Clasificación de los suelos se utilizó el sistema internacional Base Referencial Mundial del Recurso Suelo publicado en 1999 por la Sociedad Internacional de las Ciencias del Suelo, Centro Internacional de referencia e Información en Suelos (ISRIC) y la Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación (FAO, 2015).

Las diferentes condiciones climáticas y geomorfológicas de un lugar a lo largo del tiempo, condicionan la formación de numerosas clases de suelos, los cuales pueden presentar diferentes tipos de aptitud, función y vulnerabilidad. Al respecto, se muestra la información edafológica para el territorio que ocupa el Sistema Ambiental Regional.

**EDAFOLOGÍA DEL SISTEMA AMBIENTAL REGIONAL**

Ubicación del proyecto (Información reservada), art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

Figura 7. Tipo de suelo en el área del proyecto

**Hidrología superficial**

El Sistema Ambiental Regional, se ubica dentro de la Región Hidrológica **RH28: Papaloapan**, dentro de la cuenca **RH28B: Río Jamapa y Otros** y en las subcuencas **RH28Bf: Río Decozalapa**, **RH28Bj: Río Cedeño**, y **RH28Bg: Río Ídolos**.

**HIDROLOGÍA SUPERFICIAL DEL SISTEMA AMBIENTAL REGIONAL**

Ubicación del proyecto (Información reservada), art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

Figura 13. Hidrología superficial del Área del proyecto

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

### RH28 – Papaloapan

La Región hidrológica número 28 Papaloapan pertenece a la vertiente del Golfo de México, tiene una extensión de 58,269.630 kilómetros cuadrados. La precipitación media anual en la Región es de 1,692.5 milímetros y en ella se produce un escurrimiento medio anual de 47,393.898 millones de metros cúbicos. La Región se divide en dos subregiones Hidrológicas: la subregión hidrológica Río Papaloapan y la subregión hidrológica Papaloapan A.

#### 4.3.1 Proyecto

En este apartado, se enlistan las zonas consideradas vulnerables las cuales están cercanas al proyecto, debido a que el sistema de distribución de gas abarca 4 municipios, se enlistan los clientes residenciales, a manera de ubicarlos con mejor precisión.

Tabla 15. Zonas vulnerables de población vulnerables.

Clientes Residenciales		
No.	Cadenamiento	
CR-01	N/A	
CR-02	N/A	
CR-03	N/A	
CR-04	N/A	
CR-05	N/A	
CR-06	N/A	
CR-07	N/A	
CR-08	N/A	
CR-09	N/A	
CR-10	N/A	
CR-11	N/A	
CR-12	N/A	
CR-13	N/A	
CR-14	N/A	
CR-15	N/A	
CR-16	N/A	
CR-17	N/A	
CR-18	N/A	
CR-19	N/A	
CR-20	N/A	
CR-21	N/A	
CR-22	N/A	
CR-23	N/A	
CR-24	N/A	
CR-25	N/A	
CR-26	N/A	
CR-27	N/A	
CR-28	N/A	
CR-29	N/A	
CR-30	N/A	
CR-31	N/A	

Ubicación del proyecto (Información reservada), art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

Tabla 16. Zonas vulnerables de población vulnerables.

Clientes Residenciales		
No.	Cadenmiento	
CR-32	N/A	
CR-33	N/A	
CR-34	N/A	
CR-35	N/A	
CR-36	N/A	
CR-37	N/A	
CR-38	N/A	
CR-39	N/A	
CR-40	N/A	
CR-41	N/A	
CR-42	N/A	
CR-43	N/A	
CR-44	N/A	
CR-45	N/A	
CR-46	N/A	
CR-47	N/A	
CR-48	N/A	
CR-49	N/A	
CR-50	N/A	
CR-51	N/A	
CR-52	N/A	
CR-53	N/A	
CR-54	N/A	
CR-55	N/A	
CR-56	N/A	
CR-57	N/A	
CR-58	N/A	
CR-59	N/A	
CR-60	N/A	
CR-61	N/A	
CR-62	N/A	

Ubicación del proyecto (Información reservada), art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

Tabla 17. Zonas vulnerables de población vulnerables.

Clientes Residenciales		
No.	Cadenmiento	
CR-63	N/A	
CR-64	N/A	
CR-65	N/A	
CR-66	N/A	
CR-67	N/A	
CR-68	N/A	
CR-69	N/A	
CR-70	N/A	
CR-71	N/A	
CR-72	N/A	
CR-73	N/A	
CR-74	N/A	
CR-75	N/A	
CR-76	N/A	
CR-77	N/A	
CR-78	N/A	
CR-79	N/A	
CR-80	N/A	
CR-81	N/A	

Ubicación del proyecto (Información reservada), art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

CR-82	N/A	
CR-83	N/A	
CR-84	N/A	
CR-85	N/A	
CR-86	N/A	
CR-87	N/A	
CR-88	N/A	
CR-89	N/A	
CR-90	N/A	
CR-91	N/A	
CR-92	N/A	
CR-93	N/A	

Ubicación del proyecto  
(Información reservada), art.  
113 fracción I de la LGTAIP y  
110 fracción I de la LFTAIP.

**Tabla 18. Zonas industriales vulnerables.**

No.	Cadenamiento	Coordenadas: UTM Datum: WGS84 Región: 14Q	
		X	Y
Clientes Industriales			
CI-01	N/A		
CI-02	N/A		
CI-03	N/A		
CI-04	N/A		
CI-05	N/A		
CI-06	N/A		
CI-07	N/A		
CI-08	N/A		
CI-09	N/A		
CI-10	N/A		
CI-11	N/A		
CI-12	N/A		
CI-13	N/A		
CI-14	N/A		

Ubicación del proyecto  
(Información reservada), art. 113  
fracción I de la  
LGTAIP y 110 fracción  
I de la LFTAIP.

**Tabla 19. Proximidades con componentes ambientales**

Tipo de componente ambiental	Nombre	Descripción	Ubicación (N/S/E/O/NE/S E/NO/SO)	Distancia a la Instalación/proyecto/pozo (m)
ANP	Archipiélago de Bosques y Selvas de la Región Capital del Estado de Veracruz	Corredor Biológico Multifuncional	Cercanía con el proyecto e intersecciones	Algunos puntos se hallan sobre dichas ANP's, o son cercanas.
ANP	El Tejar Garnica	Zona de Protección Ecológica		
ANP	Parque Francisco Javier Clavijero	Parque Ecológico		
ANP	Cerro de las Culebras	Reserva Ecológica		
RHP	Río La Antigua	NA	O	Una fracción sobre el proyecto
RTP	Encinares tropicales de la planicie costera Veracruzana	NA	E	130
AICAS	Centro de Veracruz	NA	Sobre proyecto	Sobre proyecto

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

Tabla 20. Proximidades con cuerpos de agua

CRUCE CUERPO DE AGUA			
1	UB-CR-CA-01	4+196.32	A2
2	UB-CR-CA-02	5+194.95	A2
3	UB-CR-CA-03	6+518.97	A2
4	UB-CR-CA-04	1+735.89	A3
5	UB-CR-CA-05	7+536.93	A3
6	UB-CR-CA-06	11+651.50	A3
7	UB-CR-CA-07	18+659.55	A3
8	UB-CR-CA-08	0+023.59	A4
9	UB-CR-CA-09	0+015.18	C1
10	UB-CR-CA-10	0+010.26	D11
11	UB-CR-CA-11	0+021.38	D12
12	UB-CR-CA-12	0+821.11	F1
13	UB-CR-CA-13	0+653.45	F8
14	UB-CR-CA-14	0+725.72	F8
15	UB-CR-CA-15	1+109.31	G1
16	UB-CR-CA-16	0+136.61	G12
17	UB-CR-CA-17	0+607.64	G12
18	UB-CR-CA-18	1+195.84	G19
19	UB-CR-CA-19	0+275.09	H2
20	UB-CR-CA-20	0+164.79	H9
21	UB-CR-CA-21	0+292.18	H18
22	UB-CR-CA-22	0+439.38	I62
23	UB-CR-CA-23	0+020.55	I732
24	UB-CR-CA-24	0+133.24	I1014

Coordenada del proyecto (Información reservada), art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

En cuanto al uso de suelo sobre el que se desarrolla el proyecto, en su gran totalidad este va sobre el área denominada derecho de vía, y en la zona urbana sobre las banquetas, por lo cual no se hace interferencia con algunos otros tipos de uso.

#### 4.4 Análisis y evaluación de riesgos

##### 4.4.1 Identificación de peligros y jerarquización de escenarios de riesgo

###### 4.4.1.1 Análisis preliminar de peligros

Para modelar los posibles escenarios ante una contingencia, que implique un incendio, explosión o nube toxica como los casos que se presentan, se utilizó en programa Aloha, que permite al usuario modelar escenarios de riesgos químicos reales o potenciales, tiene la capacidad de generar estimaciones de zona amenaza para diversos tipos de peligros. ALOHA puede modelar nubes tóxicas de gas, nubes de gas inflamable, BLEVEs (Boiling Liquid Ampliación de explosiones de vapor), incendios, jet fires, pool fires.

Las estimaciones de la zona amenaza se muestran en una ventana que detallará aspectos importantes del escenario de riesgo, esta información una vez obtenida en el programa, se procesó en el software de Google Earth Pro, y posteriormente en Arc Map, para generar la cartografía final con los resultados de rangos de afectación y el grado de estos.

Para la determinación de los radios potenciales de afectación por la distribución del gas, se modelaron los escenarios de riesgo empleado el software ALOHA (Modelos atmosféricos para simulación de contaminación y riesgos en industrias y comunidades aledañas), el cual permite simular el comportamiento dinámico en el caso de que materiales peligrosos se escapen a la atmósfera y establecer las zonas de riesgo y de amortiguamiento.

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

El programa ALOHA® (Aerial Locations Of Hazardous Atmospheres – Localización superficial de atmósferas peligrosas) fue desarrollado por la Agencia de Protección Ambiental (EPA) y la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica (NOAA) de los Estados Unidos.

Las zonas de seguridad al entorno de la instalación se definieron y justificaron utilizando los criterios que se indican a continuación:

Tabla 21. Criterios

Zona	Toxicidad (Concentración)
Alto Riesgo	IDLH
Amortiguamiento	ERPG2 y ERPG3

En modelaciones por toxicidad, debe considerarse las condiciones meteorológicas más críticas del sitio con base en la información de los últimos 10 años, en caso de no contar con dicha información, deberá utilizarse Estabilidad Clase F y velocidad del viento de 1.5 m/seg.

Los puntos de referencia tomados para delimitar la zona de riesgo y amortiguamiento se basan en los parámetros de toxicología de la sustancia, de acuerdo con su nivel de concentración en el ambiente. Para este proyecto de instalación de gasoducto de la empresa Gas Natural del Noroeste, se tomaron el IDHL (Immediately Dangerous to Life or Health) y las ERPGs (Emergency Response Planning Guidelines) nivel dos y tres para determinar las zonas de riesgo y amortiguamiento respectivamente.

El IDLH es un límite establecido originalmente para seleccionar los respiradores para el uso en lugares de trabajo por el National Institute for Occupational Safety and Health (NIOSH) de Estados Unidos. El IDLH de un producto químico es una estimación de la concentración máxima en el aire al cual un trabajador sano podría ser expuesto sin el sufrimiento de efectos de salud permanentes o un deterioro.

Las Emergency Response Planning Guidelines (ERPGs), son niveles tóxicos de preocupación para predecir el área donde una concentración del gas tóxico puede ser lo suficientemente alto para dañar a una persona. El ERPGs fue desarrollado por el Comité de la American Industrial Hygiene Association.

Fue desarrollado como pauta de planeamiento para anticipar los efectos de salud adversos en el ser humano, causados por la exposición a productos químicos tóxicos. Las ERPGs son líneas guías con un denominador común: una duración del contacto de 1 hora. Cada pauta identifica la sustancia, sus características químicas y estructurales, los datos animales de la toxicología, experiencia humana, las pautas existentes de la exposición, el análisis razonado detrás del valor seleccionado y una lista de referencias.

ERPG 1: La concentración aerotransportada máxima bajo de la cual se cree que casi todos los individuos podrían ser expuestos hasta 1 hora sin experimentar efectos de salud adversos transitorios suaves o percibir un olor bien definido, desagradable.

ERPG 2: La concentración aerotransportada máxima debajo de la cual se cree que casi todos los individuos podrían ser expuestos hasta 1 hora sin experimentar o presentar

efectos irreversibles u otros síntomas serios de salud que podrían deteriorar la capacidad de un individuo de tomar la acción protectora.

### 4.4.1.2 Antecedentes de Accidentes e Incidentes en proyectos similares

El gas natural que se transporta a través de gasoducto ha demostrado ser el medio más seguro. La experiencia en México que se tiene en antecedentes de accidentes es la siguiente:

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

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

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

Fuga de Gas natural en Gasoducto ubicado en Ecatepec, Estado de México. Una fuga de gas natural se registró frente al centro comercial Las Américas el día 05 de septiembre del 2011, por lo que se evacuaron a huéspedes y personal de dicho centro comercial y un hotel ubicado dentro del perímetro de afectación. La fuga fue causada por un golpe a unas de las tuberías por maquinaria pesada.

Explosión en gasoducto de PEMEX en el estado de Tabasco. Una explosión se registró el 06 de abril del 2013, en un gasoducto de 16”Ø, a la altura del rancho “Aguiles Serdán”, en la localidad La Venta, municipio de Huimanguillo, Tabasco, con saldo de tres heridos, reportaron Pemex y autoridades locales. La explosión, fue ocasionada por el golpe de una retroexcavadora de la empresa privada FIRESA.

Explosión en ducto de gas en Celaya por accidente golpean ducto y explota (01 julio 2019) Pemex 2 personas heridas.

Explosión en ducto de gas natural en Reynosa, por accidente se golpeó el ducto y explotó (28 diciembre 2019) Cenegas.

Incendio por fuga en ducto de gas en zona industrial de Coatzacoalcos (20 abril 2021) Pemex.

Explosión de gas en el ducto de gas en Campeche (02 de julio 2021) empresa British Petroleum, provocada por una chispa debido a una tormenta eléctrica, hubo lesionados ni evacuados.

No se cuenta en México con un centro de información que concentre los datos de accidentes ocurridos en los gasoductos, así como la investigación realizada a los mismos para determinar las causas.

### 4.4.1.3 identificación de peligros y de escenarios de riesgo

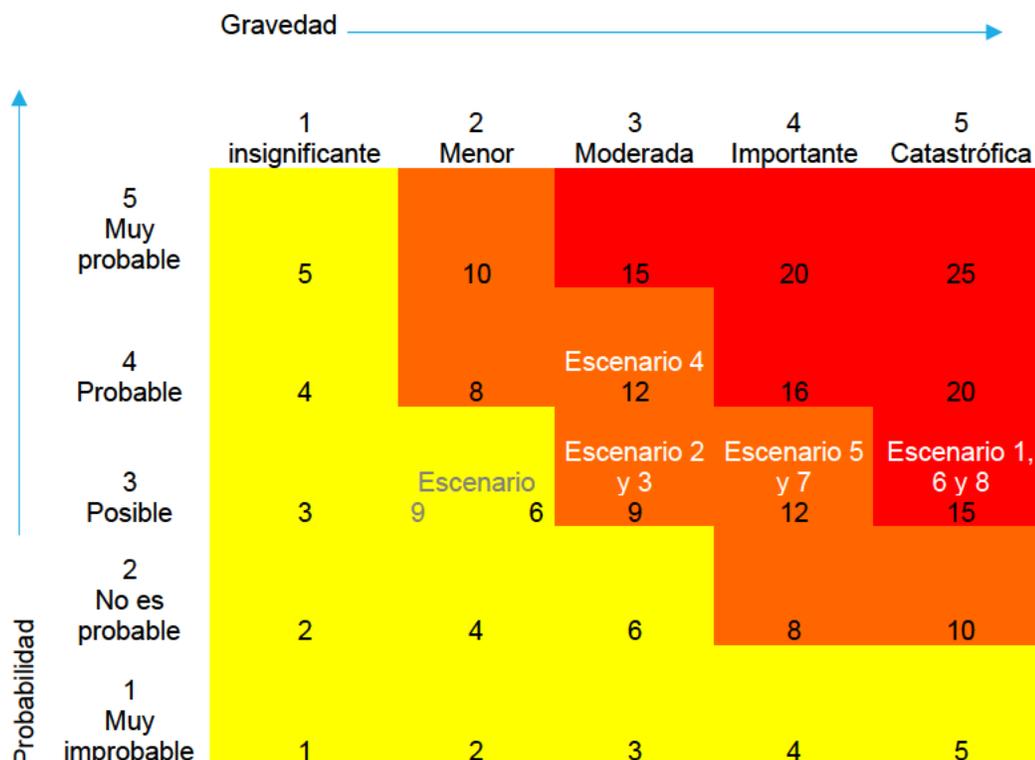
Los escenarios se eligieron tomando en cuenta los puntos que representan un mayor riesgo a la población, infraestructura, vegetación y fauna, así como las vías de acceso y férreas.

- Escenario 1. Fuga de Gas Natural en interconexión con City Gate Xalapa.
- Escenario 2. Golpe, ruptura o daño a tubería de gas natural en cruce carretero en Emiliano Zapata por mantenimiento vial.
- Escenario 3. Fuga de Gas Natural en ERM (cliente industrial 013) por error en Mantenimiento.
- Escenario 4. Ruptura de sistema de transporte de gas natural por uso de maquinaria pesada por mantenimiento a las vías férreas.
- Escenario 5. Golpe, ruptura parcial o daño al sistema de transporte de gas natural a causa de mantenimiento o mejoras por parte del municipio.
- Escenario 6. Fuga o Daño al sistema de transporte de gas natural en Zona Escolar Xalapa causa de mantenimiento por parte del municipio.
- Escenario 7. Fuga de Gas Natural en ERM\_13 (Xalapa) por error de mantenimiento.
- Escenario 8. Daño parcial a tubería de gas natural en Zona de afluencia “Parque los Berros” por mantenimiento vial.
- Escenario 9. Golpe y Fuga de Gas Natural en válvula de seccionamiento por mantenimiento en el área de Coatepec.

### 4.4.1.4 jerarquización de escenarios de riesgo

La matriz de riesgos te permite analizar el riesgo al definir cada evento como de impacto alto, medio o bajo en una escala del 1 al 25. Una vez que evalúes la gravedad y la probabilidad de cada riesgo, otorgarás la prioridad correspondiente a cada uno y te prepararás para ellos en consecuencia.

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”



La escala de gravedad mide qué tan graves serán las consecuencias de cada riesgo. En una matriz de cinco por cinco, tendrás cinco niveles en tu escala de gravedad.

- Insignificante (1): El riesgo generará pocas consecuencias si ocurriera.
- Menor (2): Las consecuencias del riesgo se gestionarán con facilidad.
- Moderada (3): Las consecuencias del riesgo tardarán en mitigarse.
- Importante (4): Las consecuencias de este riesgo serán significativas y pueden causar daños a largo plazo.
- Catastrófica (5): Las consecuencias de este riesgo serán muy perjudiciales y puede resultar difícil recuperarse.

La escala de probabilidad identifica que tan probable es que ocurra cada riesgo.

- Muy probable (5): Puedes estar bastante seguro de que este riesgo ocurrirá en algún momento.
- Probable (4): Existe una gran probabilidad de que este riesgo ocurra.
- Posible (3): Este riesgo podría ocurrir o no. Las probabilidades de que suceda son 50/50.
- No es probable (2): Existe una gran probabilidad de que este riesgo no ocurra.
- Muy improbable (1): El hecho de que este riesgo ocurra es una posibilidad remota.

Cuando colocas un riesgo en la matriz en función de su probabilidad y gravedad, obtendrás el nivel de impacto del riesgo. El impacto del riesgo está codificado por color de amarillo a rojo y clasificado en una escala de 1 a 25.

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

Bajo (1-6): Es probable que los eventos de bajo riesgo no sucedan y, si suceden, no tendrán consecuencias significativas.	
Medio (7-12): Los eventos de riesgo medio son una molestia y pueden causar contratiempos en el proyecto.	
Alto (13-25): Dado que es probable que estos riesgos ocurran y tengan consecuencias graves, son lo más importantes.	

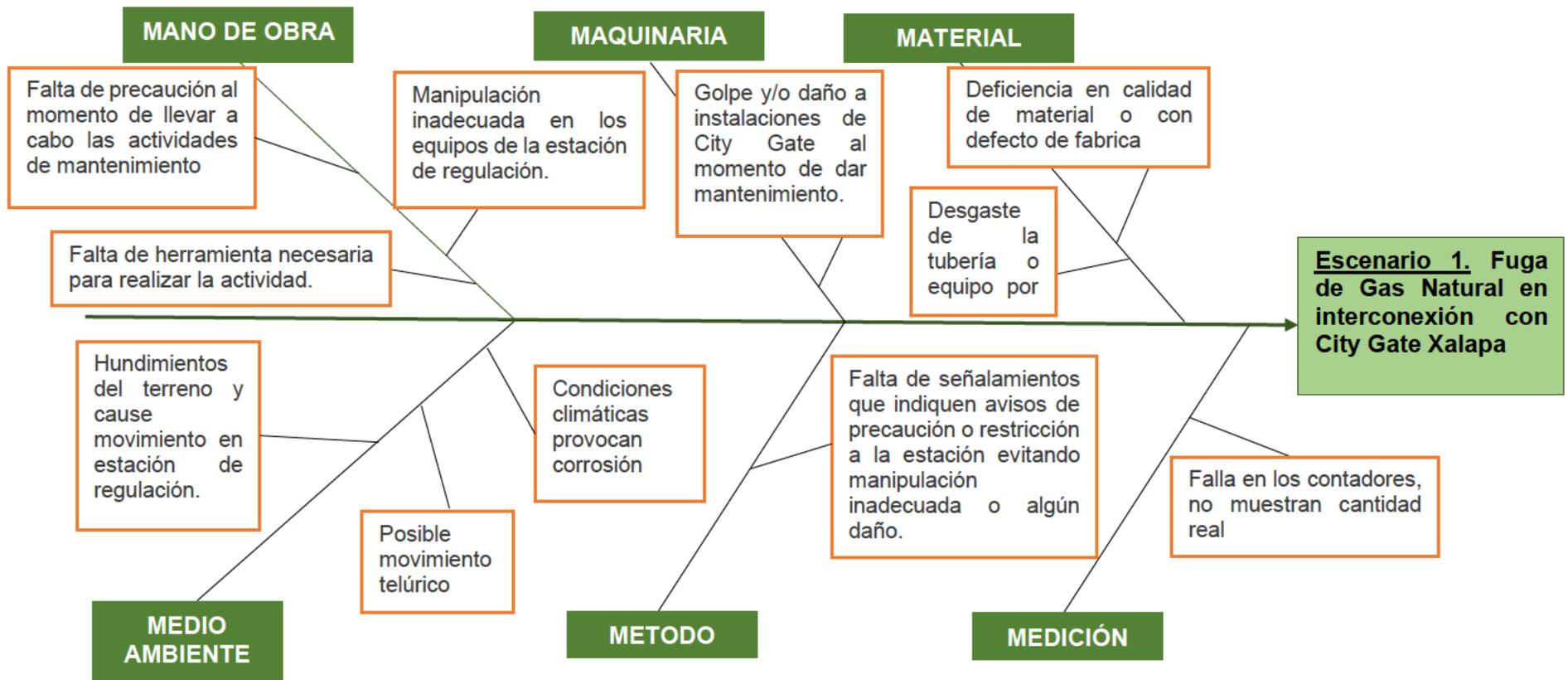
**Tabla 22. Clasificación de los escenarios de acuerdo al nivel de riesgo**

Escenarios	Escala del impacto de riesgo
<u>Escenario 1.</u> Fuga de Gas Natural en interconexión con City Gate Xalapa.	15
<u>Escenario 2.</u> Golpe, ruptura o daño a tubería de gas natural en cruce carretero en Emiliano Zapata por mantenimiento vial.	9
<u>Escenario 3.</u> Fuga de Gas Natural en ERM (cliente industrial 013) por error en Mantenimiento.	9
<u>Escenario 4.</u> Ruptura de sistema de transporte de gas natural por uso de maquinaria pesada por mantenimiento a las vías férreas.	12
<u>Escenario 5.</u> Golpe, ruptura parcial o daño al sistema de transporte de gas natural a causa de mantenimiento o mejoras por parte del municipio.	12
<u>Escenario 6.</u> Fuga o Daño al sistema de transporte de gas natural en Zona Escolar Xalapa causa de mantenimiento por parte del municipio.	15
<u>Escenario 7.</u> Fuga de Gas Natural en ERM 13 (Xalapa) por error de mantenimiento.	12
<u>Escenario 8.</u> Daño total a tubería de gas natural en Zona de afluencia “Parque los Berros” por mantenimiento vial.	15
<u>Escenario 9.</u> Golpe y Fuga de Gas Natural en válvula de seccionamiento por mantenimiento en el área de Coatepec.	6

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

### 4.4.2 análisis cuantitativo de riesgo

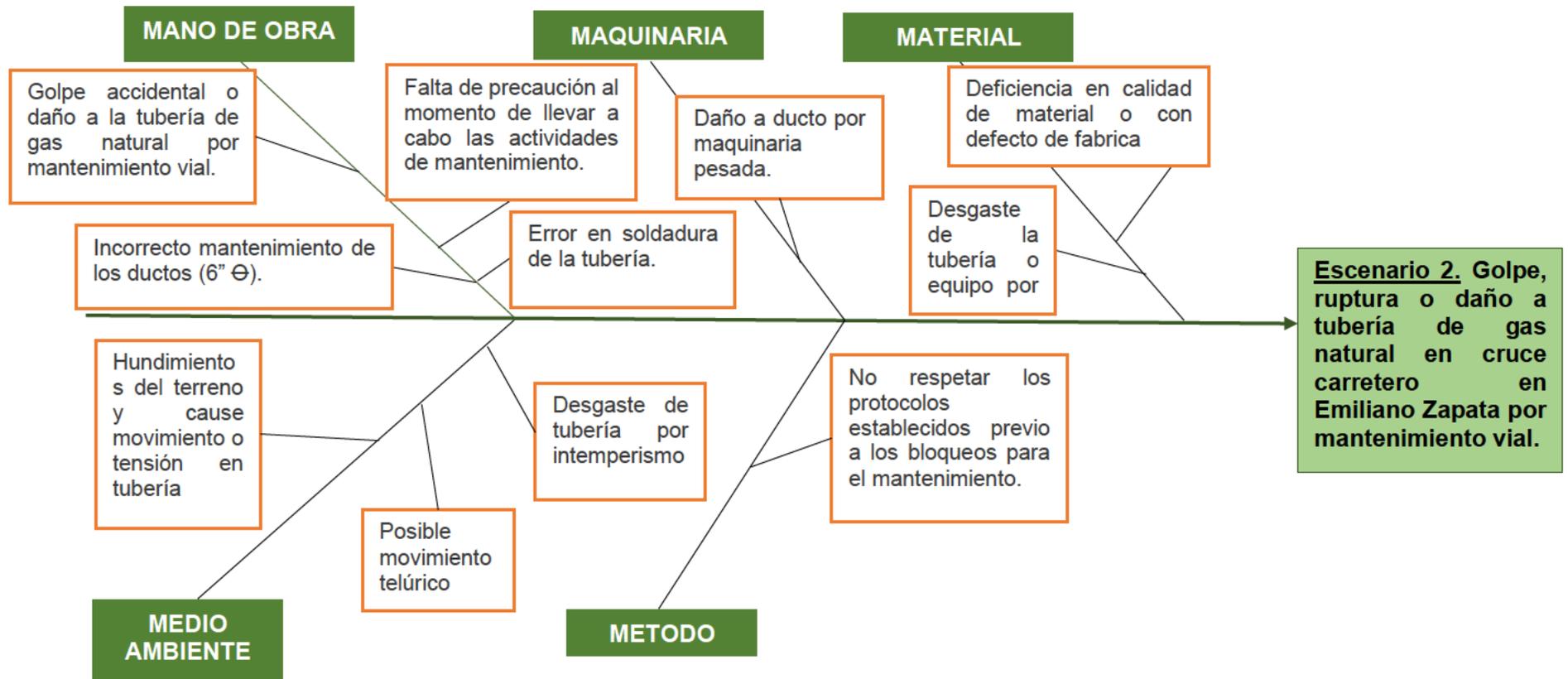
#### 4.4.2.1 análisis de frecuencia



### Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

No.	¿QUE PASARIA SÍ?	CONSECUENCIAS	P	R	PR	RECOMENDACIONES
<b>Escenario 1</b>						
1	Falta de precaución al momento de llevar a cabo las actividades de mantenimiento.	Fuga de Gas Natural en interconexión con City Gate Xalapa.	4	3	12	Capacitación al personal, programa de operación y mantenimiento.
2	Falta de herramientas necesarias para realizar el mantenimiento.		3	2	6	Programa de operación y mantenimiento; Uso de herramientas adecuadas para la operación.
3	Manipulación inadecuada en los equipos de la estación de regulación.		4	2	8	Capacitación al personal, programa de operación y mantenimiento.
4	Golpe y/o daño a instalaciones de City Gate al momento de dar mantenimiento.		3	5	15	Programa de capacitación al personal, revisiones constantes, Plan de respuesta a emergencias.
5	Desgaste de la tubería o equipo por uso		4	1	4	Programa de operación y mantenimiento; Reemplazo de tuberías; Uso de materiales que cuenten con certificados de calidad
6	Deficiencia en calidad de material o con defecto de fábrica.		4	1	4	Uso de materiales que cuenten con certificados de calidad.
7	Falla en los contadores no muestran cantidad real.		4	3	12	Programa de operación y mantenimiento; Uso de materiales que cuenten con certificados de calidad.
8	Hundimientos del terreno y cause movimiento en estación de regulación.		4	2	8	Revisión constante para detectar posibles hundimientos.
9	Posible movimiento telúrico		4	2	8	Programa de operación y mantenimiento; Contar con programa de respuesta a emergencias
10	Condiciones climáticas provocan corrosión.		3	3	9	Uso de materiales que cuenten con certificados de calidad; Reemplazo de tuberías
11	Falta de señalamientos que indiquen avisos de precaución o restricción a la estación de regulación evitando manipulación inadecuada o algún daño.		4	2	8	Colocación estratégica, adecuada y visible de señalamientos donde se encuentren equipos que solo personal autorizado pueda manipular.

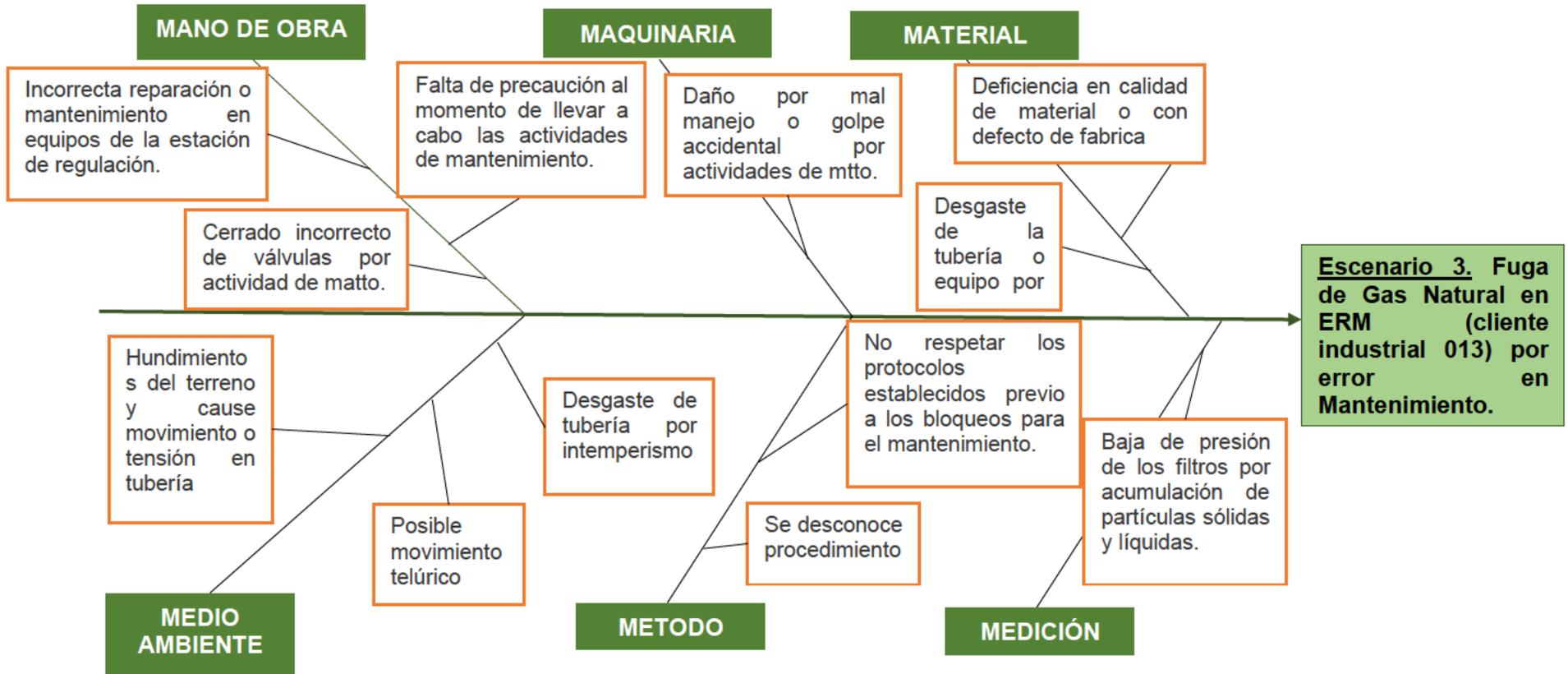
## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”



Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos "Xalapa"

No.	¿QUE PASARIA SÍ?	CONSECUENCIAS	P	R	PR	RECOMENDACIONES
<b>Escenario 2</b>						
1	Golpe accidental o daño a la tubería de gas natural por mantenimiento vial.	Golpe, ruptura o daño a tubería de gas natural en cruce carretero en Emiliano Zapata por mantenimiento vial.	3	5	15	Programa de capacitación al personal, revisiones constantes, Plan de respuesta a emergencias.
2	Error en la soldadura de la tubería.		4	1	4	Capacitación al personal, programa de operación y mantenimiento. Patrullaje constante en la línea de gasoducto
3	Falta de precaución al momento de llevar a cabo las actividades de mantenimiento.		4	2	8	Programa de operación y mantenimiento;
4	Incorrecto mantenimiento de los ductos (6"Ø).		4	2	8	Capacitación constante al personal, revisiones periódicas a las instalaciones Programa de operación y mantenimiento.
5	Daño a ducto por maquinaria pesada.		3	5	15	Plan de respuesta a emergencias.
6	Desgaste de la tubería o equipo por uso		4	1	4	Programa de operación y mantenimiento; Reemplazo de tuberías; Uso de materiales que cuenten con certificados de calidad
7	Deficiencia en calidad de material o con defecto de fábrica.		4	1	4	Uso de materiales que cuenten con certificados de calidad.
8	Hundimientos del terreno y cause movimiento o tensión en tubería.		4	2	8	Revisión constante para detectar posibles hundimientos.
9	Posible movimiento telúrico		4	2	8	Programa de operación y mantenimiento; Contar con programa de respuesta a emergencias
10	Desgaste de tubería por intemperismo.		3	3	9	Uso de materiales que cuenten con certificados de calidad; Reemplazo de tuberías.
11	No respetar los protocolos establecidos previo a los bloqueos para el mantenimiento.		4	2	8	Capacitación al personal, programa de operación y mantenimiento.

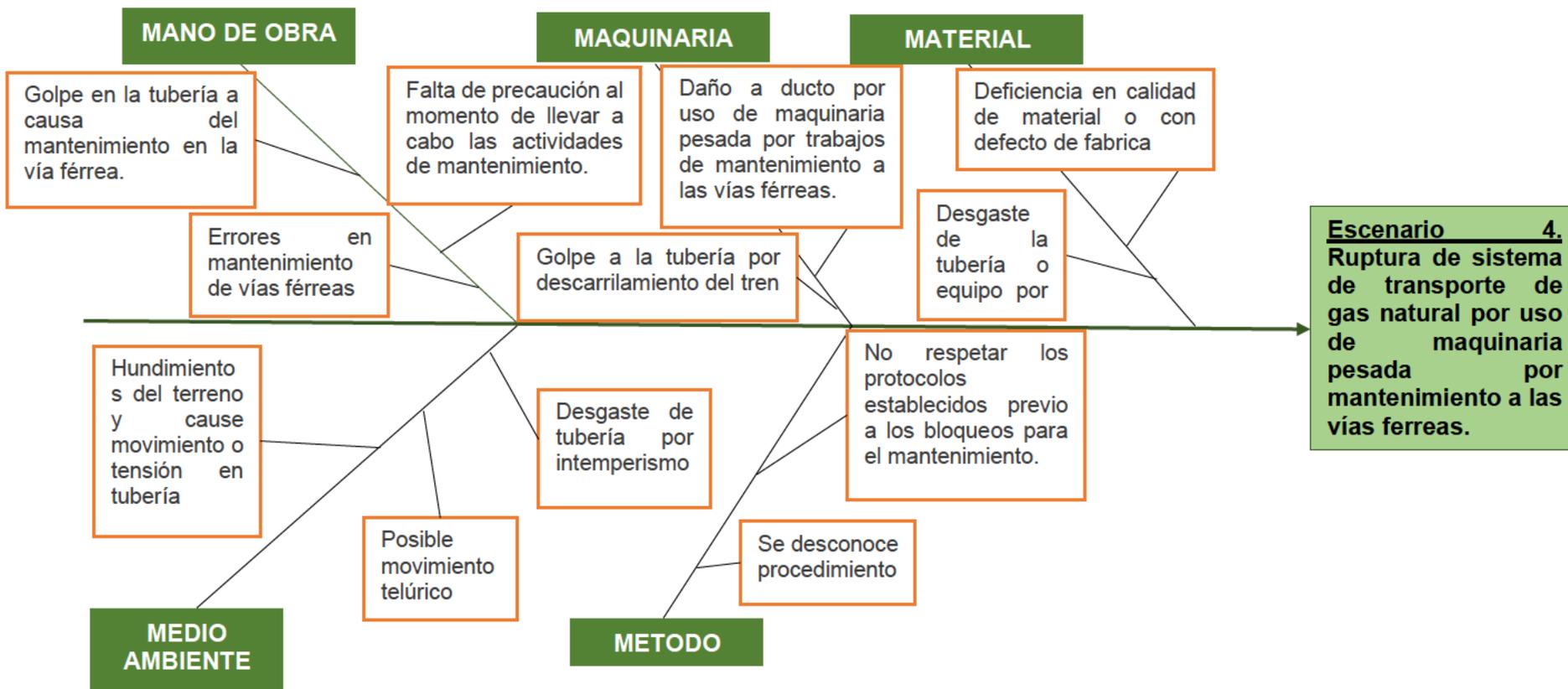
## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”



Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

No.	¿QUE PASARIA SÍ?	CONSECUENCIAS	P	R	PR	RECOMENDACIONES
<b>Escenario 3</b>						
1	Incorrecta reparación o mantenimiento en equipos de la estación de regulación.	Fuga de Gas Natural en ERM (cliente industrial 013) por error en Mantenimiento.	4	2	8	Capacitación constante al personal, revisiones periódicas a las instalaciones Programa de operación y mantenimiento.
2	Cerrado incorrecto de válvulas por actividad de matto.		4	2	8	Capacitación al personal, programa de operación y mantenimiento
3	Falta de precaución al momento de llevar a cabo las actividades de mantenimiento.		4	2	8	Capacitación al personal, programa de operación y mantenimiento.
4	Daño por mal manejo o golpe accidental por actividades de mtto.		4	3	12	Programa de capacitación al personal, revisiones constantes, Plan de respuesta a emergencias.
5	Desgaste de la tubería o equipo por uso		4	1	4	Programa de operación y mantenimiento; Reemplazo de tuberías; Uso de materiales que cuenten con certificados de calidad
6	Deficiencia en calidad de material o con defecto de fábrica.		4	1	4	Uso de materiales que cuenten con certificados de calidad.
7	Hundimientos del terreno y cause movimiento o tensión en tubería.		4	2	8	Revisión constante para detectar posibles hundimientos.
8	Posible movimiento telúrico		4	2	8	Programa de operación y mantenimiento; Contar con programa de respuesta a emergencias
9	Desgaste de tubería por intemperismo.		3	3	9	Uso de materiales que cuenten con certificados de calidad; Reemplazo de tuberías
10	No respetar los protocolos establecidos previo a los bloqueos para el mantenimiento.		4	2	8	Colocación estratégica, adecuada y visible de señalamientos donde se encuentren equipos que solo personal autorizado pueda manipular.
11	Se desconoce procedimiento.		3	2	6	Capacitación al personal, programa de operación y mantenimiento.
12	Baja de presión de los filtros por acumulación de partículas sólidas y líquidas.		4	3	12	Programa de operación y mantenimiento.

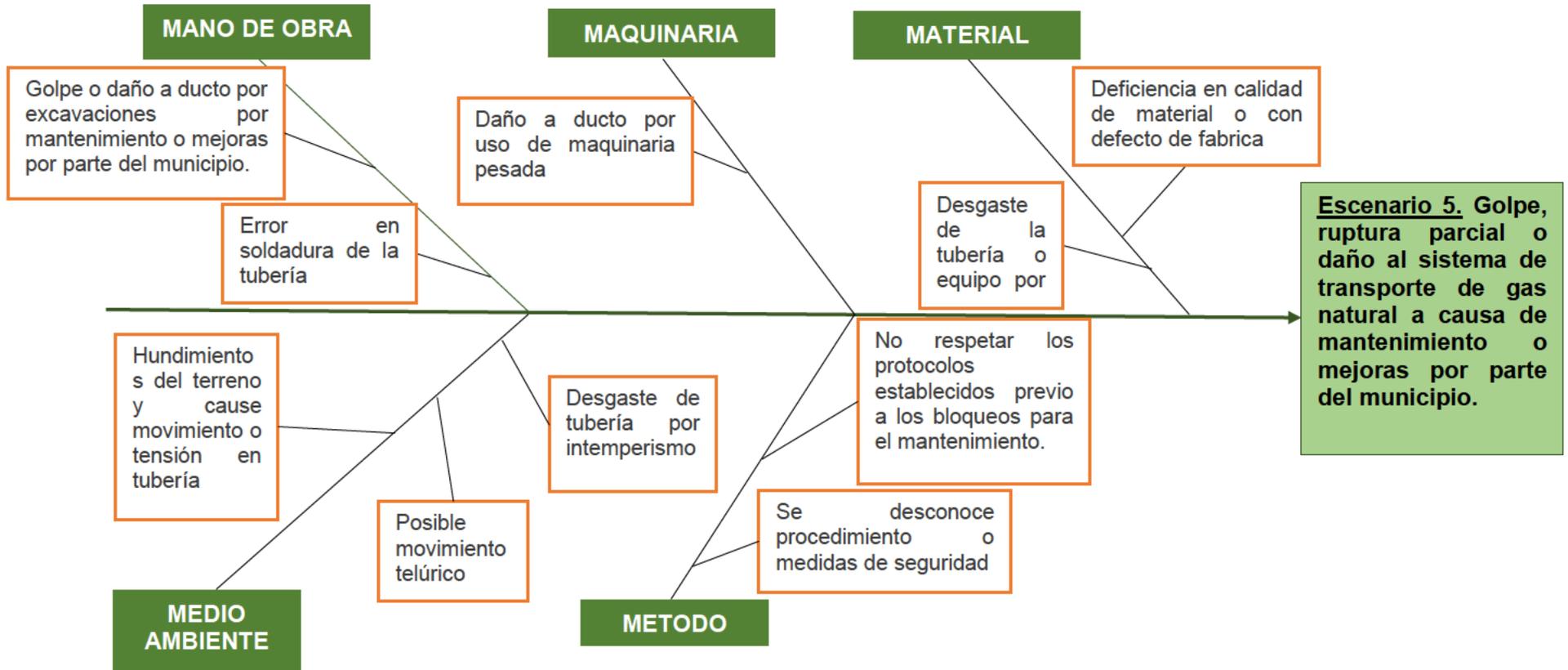
### Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”



Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

No.	¿QUE PASARIA SÍ?	CONSECUENCIAS	P	R	PR	RECOMENDACIONES
<b>Escenario 4</b>						
1	Golpe en la tubería a causa del mantenimiento en la vía férrea.	Ruptura de sistema de transporte de gas natural por uso de maquinaria pesada por mantenimiento a las vías férreas.	3	5	15	Programa de capacitación al personal, revisiones constantes, Plan de respuesta a emergencias.
2	Errores en mantenimiento de vías férreas.		4	3	12	Capacitación constante al personal, revisiones periódicas a las instalaciones Programa de operación y mantenimiento. Patrullaje constante en la línea de gasoducto.
3	Falta de precaución al momento de llevar a cabo las actividades de mantenimiento.		4	2	8	Capacitación al personal, programa de operación y mantenimiento.
4	Golpe a la tubería por descarrilamiento del tren.		4	3	12	Plan de respuesta a emergencias
5	Daño a ducto por uso de maquinaria pesada por trabajos de mantenimiento a las vías férreas.		4	4	16	Plan de respuesta a emergencias; Patrullaje constante en la línea de gasoducto.
6	Desgaste de la tubería o equipo por uso		4	1	4	Programa de operación y mantenimiento; Reemplazo de tuberías; Uso de materiales que cuenten con certificados de calidad
7	Deficiencia en calidad de material o con defecto de fábrica.		4	1	4	Uso de materiales que cuenten con certificados de calidad.
8	Hundimientos del terreno y cause movimiento o tensión en tubería.		4	2	8	Revisión constante para detectar posibles hundimientos.
9	Posible movimiento telúrico		4	2	8	Programa de operación y mantenimiento; Contar con programa de respuesta a emergencias
10	Desgaste de tubería por intemperismo.		3	3	9	Uso de materiales que cuenten con certificados de calidad; Reemplazo de tuberías
11	No respetar los protocolos establecidos previo a los bloqueos para el mantenimiento.		4	2	8	Capacitación al personal, programa de operación y mantenimiento
12	Se desconoce procedimiento.		3	2	6	Capacitación al personal, programa de operación y mantenimiento.

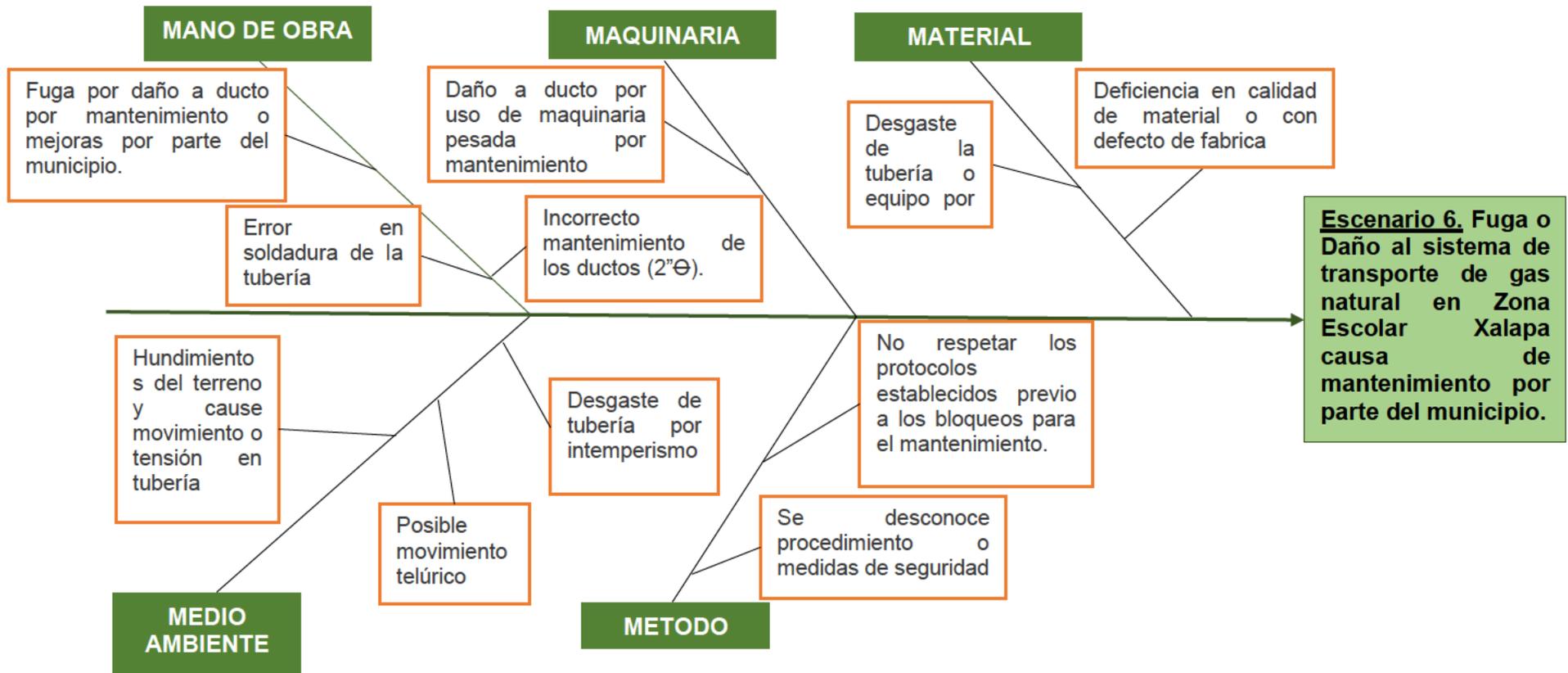
### Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”



### Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos "Xalapa"

No.	¿QUE PASARIA SÍ?	CONSECUENCIAS	P	R	PR	RECOMENDACIONES
<b>Escenario 5</b>						
1	Golpe o daño a ducto por excavaciones por mantenimiento o mejoras por parte del municipio.	Golpe, ruptura parcial o daño al sistema de transporte de gas natural a causa de mantenimiento o mejoras por parte del municipio en zona habitacional.	3	5	15	Programa de capacitación al personal, revisiones constantes, Plan de respuesta a emergencias.
2	Error en soldadura de la tubería.		4	1	4	Capacitación al personal, programa de operación y mantenimiento. Patrullaje constante en la línea de gasoducto
3	Daño a ducto por uso de maquinaria pesada.		3	5	15	Plan de respuesta a emergencias.
4	Desgaste de la tubería o equipo por uso		4	1	4	Programa de operación y mantenimiento; Reemplazo de tuberías; Uso de materiales que cuenten con certificados de calidad
5	Deficiencia en calidad de material o con defecto de fábrica.		4	1	4	Uso de materiales que cuenten con certificados de calidad.
6	Hundimientos del terreno y cause movimiento o tensión en tubería.		4	2	8	Revisión constante para detectar posibles hundimientos.
7	Posible movimiento telúrico		4	2	8	Programa de operación y mantenimiento; Contar con programa de respuesta a emergencias
8	Desgaste de tubería por intemperismo.		3	3	9	Uso de materiales que cuenten con certificados de calidad; Reemplazo de tuberías.
9	No respetar los protocolos establecidos previo a los bloqueos para el mantenimiento.		4	2	8	Capacitación al personal, programa de operación y mantenimiento
10	Se desconoce procedimiento y/o medidas de seguridad.		3	2	6	Capacitación al personal, programa de operación y mantenimiento.

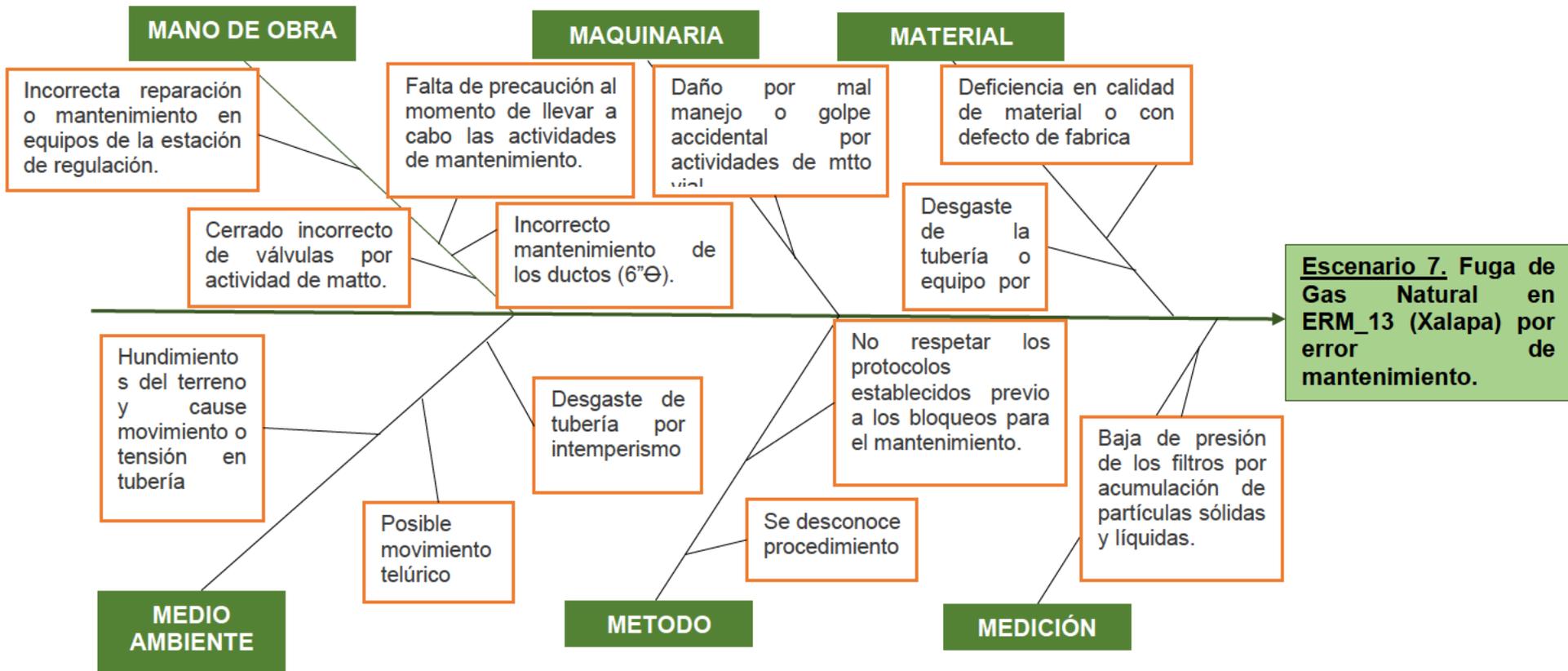
### Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos "Xalapa"



### Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

No.	¿QUE PASARIA SÍ?	CONSECUENCIAS	P	R	PR	RECOMENDACIONES
<b>Escenario 6</b>						
1	Fuga por daño a ducto por mantenimiento o mejoras por parte del municipio.	Fuga o Daño al sistema de transporte de gas natural en Zona Escolar Xalapa causa de mantenimiento por parte del municipio.	4	3	12	Programa de capacitación al personal, revisiones constantes, Plan de respuesta a emergencias.
2	Error en soldadura de la tubería.		4	1	4	Capacitación al personal, programa de operación y mantenimiento. Patrullaje constante en la línea de gasoducto
3	Incorrecto mantenimiento de los ductos (2"Ø).		4	2	8	Capacitación constante al personal, revisiones periódicas a las instalaciones Programa de operación y mantenimiento.
3	Daño a ducto por uso de maquinaria pesada.		3	5	15	Plan de respuesta a emergencias.
4	Desgaste de la tubería o equipo por uso		4	1	4	Programa de operación y mantenimiento; Reemplazo de tuberías; Uso de materiales que cuenten con certificados de calidad
5	Deficiencia en calidad de material o con defecto de fábrica.		4	1	4	Uso de materiales que cuenten con certificados de calidad.
6	Hundimientos del terreno y cause movimiento o tensión en tubería.		4	2	8	Revisión constante para detectar posibles hundimientos.
7	Posible movimiento telúrico		4	2	8	Programa de operación y mantenimiento; Contar con programa de respuesta a emergencias
8	Desgaste de tubería por intemperismo.		3	3	9	Uso de materiales que cuenten con certificados de calidad; Reemplazo de tuberías
9	No respetar los protocolos establecidos previo a los bloqueos para el mantenimiento.		4	2	8	Capacitación al personal, programa de operación y mantenimiento
10	Se desconoce procedimiento y/o medidas de seguridad.	3	2	6	Capacitación al personal, programa de operación y mantenimiento.	

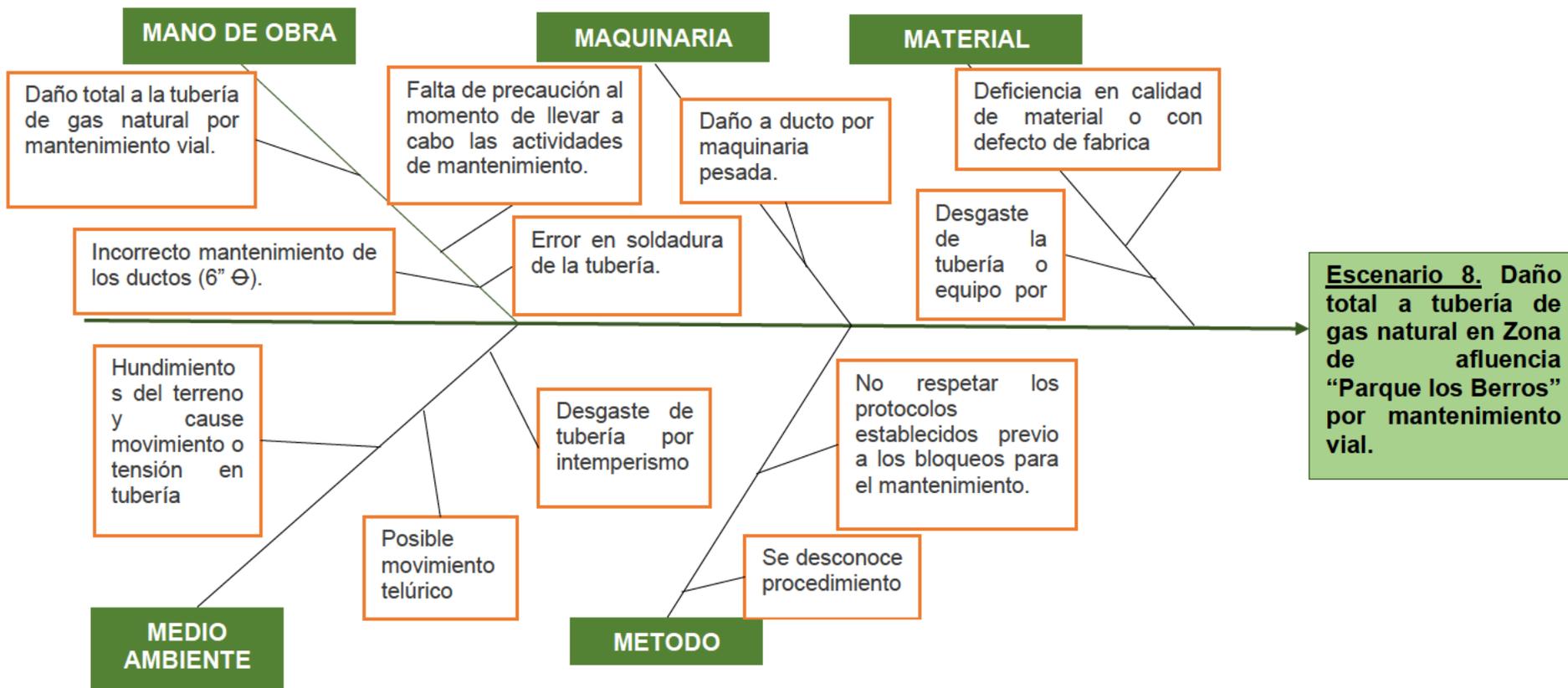
## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”



### Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

No.	¿QUE PASARIA SÍ?	CONSECUENCIAS	P	R	PR	RECOMENDACIONES
<b>Escenario 7</b>						
1	Incorrecta reparación o mantenimiento en equipos de la estación de regulación.	Fuga de Gas Natural en ERM_13 (Xalapa) por error de mantenimiento.	4	2	8	Capacitación al personal, programa de operación y mantenimiento.
2	Cerrado incorrecto de válvulas por actividad de matto.		4	1	4	Capacitación al personal, programa de operación y mantenimiento
3	Falta de precaución al momento de llevar a cabo las actividades de mantenimiento.		4	2	8	Capacitación al personal, programa de operación y mantenimiento.
4	Incorrecto mantenimiento de los ductos (6" Ø).		4	2	8	Capacitación constante al personal, revisiones periódicas a las instalaciones Programa de operación y mantenimiento.
5	Daño por mal manejo o golpe accidental por actividades de mtto.		4	3	12	Programa de capacitación al personal, revisiones constantes, Plan de respuesta a emergencias.
6	Desgaste de la tubería o equipo por uso		4	1	4	Programa de operación y mantenimiento; Reemplazo de tuberías; Uso de materiales que cuenten con certificados de calidad
7	Deficiencia en calidad de material o con defecto de fábrica.		4	1	4	Uso de materiales que cuenten con certificados de calidad.
8	Hundimientos del terreno y cause movimiento o tensión en tubería.		4	2	8	Revisión constante para detectar posibles hundimientos.
9	Posible movimiento telúrico		4	2	8	Programa de operación y mantenimiento; Contar con programa de respuesta a emergencias
10	Desgaste de tubería por intemperismo.		3	3	9	Uso de materiales que cuenten con certificados de calidad; Reemplazo de tuberías
11	No respetar los protocolos establecidos previo a los bloqueos para el mantenimiento.		4	2	8	Capacitación al personal, programa de operación y mantenimiento
12	Se desconoce procedimiento.		3	2	6	Capacitación al personal, programa de operación y mantenimiento.
13	Baja de presión de los filtros por acumulación de partículas sólidas y líquidas.		4	3	12	Programa de operación y mantenimiento.

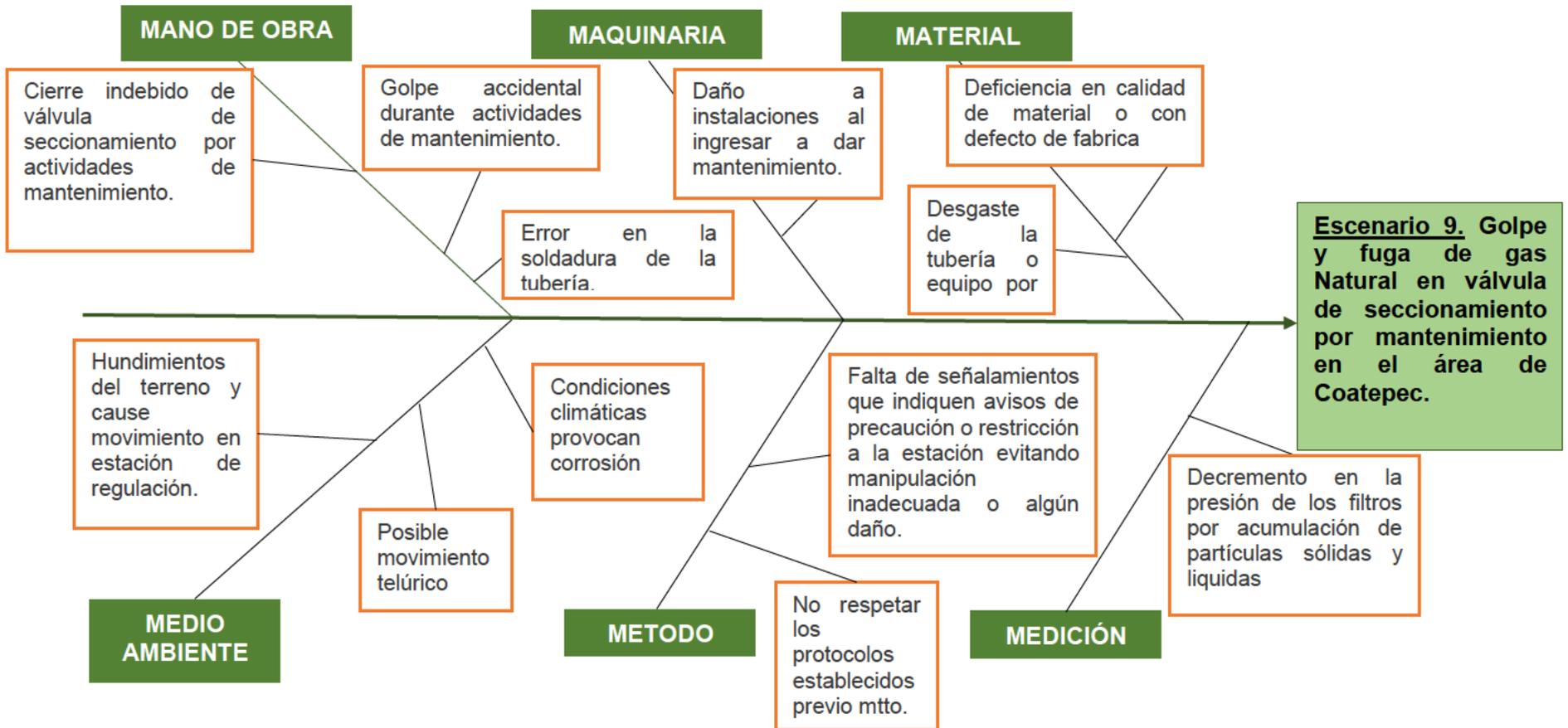
### Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”



Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

No.	¿QUE PASARIA SÍ?	CONSECUENCIAS	P	R	PR	RECOMENDACIONES
<b>Escenario 8</b>						
1	Daño total a la tubería de gas natural por mantenimiento vial.	Daño total a tubería de gas natural en Zona de afluencia “Parque los Berros” por mantenimiento vial.	3	5	15	Programa de capacitación al personal, revisiones constantes, Plan de respuesta a emergencias.
2	Error en soldadura de la tubería.		4	1	4	Capacitación al personal, programa de operación y mantenimiento. Patrullaje constante en la línea de gasoducto
3	Falta de precaución al momento de llevar a cabo las actividades de mantenimiento.		4	2	8	Capacitación al personal, programa de operación y mantenimiento.
4	Incorrecto mantenimiento de los ductos (6"Ø).		4	2	8	Capacitación constante al personal, revisiones periódicas a las instalaciones Programa de operación y mantenimiento.
5	Daño a ducto por maquinaria pesada.		4	4	16	Plan de respuesta a emergencias
6	Desgaste de la tubería o equipo por uso		4	1	4	Programa de operación y mantenimiento; Reemplazo de tuberías; Uso de materiales que cuenten con certificados de calidad
7	Deficiencia en calidad de material o con defecto de fábrica.		4	1	4	Uso de materiales que cuenten con certificados de calidad.
8	Hundimientos del terreno y cause movimiento o tensión en tubería.		4	2	8	Revisión constante para detectar posibles hundimientos.
9	Posible movimiento telúrico		4	3	12	Programa de operación y mantenimiento; Contar con programa de respuesta a emergencias
10	Desgaste de tubería por intemperismo.		3	3	9	Uso de materiales que cuenten con certificados de calidad; Reemplazo de tuberías.
11	No respetar los protocolos establecidos previo a los bloqueos para el mantenimiento.		4	2	8	Capacitación al personal, programa de operación y mantenimiento.
12	Se desconoce procedimiento.		3	2	6	Capacitación al personal, programa de operación y mantenimiento.

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos "Xalapa"



### Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos "Xalapa"

No.	¿QUE PASARIA SÍ?	CONSECUENCIAS	P	R	PR	RECOMENDACIONES
<b>Escenario 9</b>						
1	Cierre indebido de válvula de seccionamiento por actividades de mantenimiento.	Golpe y Fuga de Gas Natural en válvula de seccionamiento por mantenimiento en el área de Coatepec.	4	3	12	Capacitación al personal, programa de operación y mantenimiento
2	Error en soldadura de la tubería.		4	1	4	Capacitación al personal, programa de operación y mantenimiento. Patrullaje constante en la línea de gasoducto
3	Golpe accidental durante actividades de mantenimiento.		3	5	15	Programa de capacitación al personal, revisiones constantes, Plan de respuesta a emergencias
4	Daño a instalaciones al ingresar a dar mantenimiento.		4	3	12	Programa de capacitación al personal, revisiones constantes, Plan de respuesta a emergencias
5	Desgaste de la tubería o equipo por uso		4	1	4	Programa de operación y mantenimiento; Reemplazo de tuberías; Uso de materiales que cuenten con certificados de calidad
6	Deficiencia en calidad de material o con defecto de fábrica.		4	1	4	Uso de materiales que cuenten con certificados de calidad.
7	Hundimientos del terreno y cause movimiento o tensión en tubería.		4	3	12	Revisión constante para detectar posibles hundimientos.
8	Posible movimiento telúrico		4	2	8	Programa de operación y mantenimiento; Contar con programa de respuesta a emergencias
9	Condiciones climáticas provocan corrosión.		3	3	9	Uso de materiales que cuenten con certificados de calidad; Reemplazo de tuberías
10	No respetar los protocolos establecidos previo a los bloqueos para el mantenimiento.		4	2	8	Capacitación al personal, programa de operación y mantenimiento
11	Falta de señalamientos que indiquen avisos de precaución o restricción a la estación evitando manipulación inadecuada o algún daño		4	3	12	Colocación estratégica, adecuada y visible de señalamientos donde se encuentren equipos que solo personal autorizado pueda manipular.
12	Decremento en la presión de los filtros por acumulación de partículas sólidas y líquidas		4	3	12	Programa de operación y mantenimiento.

### 4.4.2.2 Análisis de consecuencia

Para el desarrollo de este apartado, se parte desde la elección de los escenarios a simular, los cuales fueron tomados de acuerdo a los antecedentes ocurridos en años pasados y en distintos lugares del mundo, teniendo en cuenta criterios como las condiciones, grado de afectación, daños provocados y otros factores que son de importancia al suceder un incidente dentro de este sector.

Es de este modo que se propusieron 10 escenarios distribuidos en el sistema de distribución de gas natural, los cuales consideran puntos estratégicos como lo son: City gate, ERM, ER, cruces férreos, cruces carreteros, válvulas de seccionamiento, zonas escolares, zonas de afluencia, zonas habitacionales y clientes industriales, para cada escenario se presentan 3 posibles eventos a ocurrir, los cuales están sujetos a las condiciones que prevalezcan en el momento para que alguno de estos se pueda desarrollar, dichos escenarios son:

- Jet fire (chorro de fuego)
- Explosión por sobrepresión
- Nube de dispersión toxica

Como un punto más a destacar, los escenarios elegidos se hicieron a manera de que sean representativos, esto debido a que dentro de todo el SDGN, existen puntos que comparten las mismas características, y de este modo, el escenario modelado seria equiparable con varios más.

Con todo lo anteriormente plasmado, y para este apartado, se entiende por análisis de consecuencias a 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 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.

Los daños o efectos en un evento potencialmente peligroso 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 lo tanto las dimensiones de la explosión y sus ondas de sobrepresión.

#### **Modelación de escenarios**

Para lograr obtener los resultados de las modelaciones a causa de eventos derivados de explosiones por sobrepresión que se derivan de los escenarios elegidos en la elaboración del presente estudio, se utilizó del software Aloha en su versión 5.4.7.

Si partimos de la premisa que una explosión se caracteriza por la liberación repentina de energía que produce un área momentánea de alta presión en el medio ambiente, entonces la emisión de energía y la disipación de la energía hacia el medio ambiente debe ocurrir muy rápido a fin de que el evento sea clasificado como explosión.

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

El efecto de una explosión se debe a la disipación de la energía liberada y una gran parte de la energía liberada se transforma en un incremento de presión en la atmósfera.

### Factores de mitigación.

**Término de la fuente.** Es la evaluación de las características de la liberación peligrosa inicial, y es la base sobre la cual se construye el resto de la secuencia del análisis.

**Dispersión.** Los modelos de dispersión se aplican a escenarios de liberaciones al aire y se clasifican en términos de la diferencia en densidad entre el material liberado y la atmósfera.

**Fuego y explosión.** Se hace énfasis en peligros provenientes de liberaciones que causan radiación térmica e impactos de presión para poder estimar los efectos de éstos en personas y materiales.

**Factores de mitigación.** Estos modelos analizan datos para sistemas de aislamiento, barreras, procedimientos de evacuación y acciones evasivas durante accidentes.

En un escenario que implique un **jet fire o chorro de fuego**.

Los efectos de los incendios sobre las personas son quemaduras de piel por exposición a las radiaciones térmicas. La gravedad de las quemaduras depende de la intensidad del calor y del tiempo de exposición.

La radiación térmica es inversamente proporcional al cuadrado de la distancia de la fuente. En general, la piel resiste una energía térmica de 10 kW/m<sup>2</sup> durante aproximadamente 5 segundos y de 30 kW/m<sup>2</sup> durante sólo 0.4 segundos antes de que sienta dolor.

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

**Tabla 23. Efectos de la Radiación Térmica.**

Intensidad (kW/m <sup>2</sup> )	Efectos
37.5	Suficiente para causar daños en materiales,
25	Energía mínima para ignición de madera en una exposición indefinida,
12.5	Energía mínima para ignición de madera, fusión de tubería plástica,
9.5	Umbral de dolor alcanzado después de 8 segundos, quemaduras de segundo grado después de 20 segundos,
4	Suficiente para causar dolor a personas si no se resguarda después de 20 segundos; posibles quemaduras de segundo grado
1.6	No causará incomodidad en exposiciones prolongadas

FUENTE: Chemical Process Quantitative Risk Analysis, CCPS, 1989.

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

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

**Tabla 24. Efectos por sobrepresión.**

Sobrepresión		Efectos
kPa	psi	
0.7 a 1	0.1 a 0.15	Cristales rotos (5%).
1.4 a 3	0.2 a 0.44	Cristales rotos (50%).
3 a 6	0.44 a 0.87	Cristales rotos (90%).
3 a 5	0.44 a 0.73	Tejas desplazadas.
6 a 9	0.87 a 1.31	Marcos de puertas y ventanas rotos.
14 a 28	2.03 a 4.06	Caída parcial de casas.
35 a 80	5.08 a 11.6	50% a 75% destrucción de casas.
80 a 260	11.6 a 37.71	Demolición completa.

**Tabla 25. Valores para Nube de Gas**

Intensidad (PPM)	Intensidad (% LEL)
50,000	100 % del Límite Inferior de Explosividad
30000	60% del Límite Inferior de Explosividad
5000	10% del Límite Inferior de Explosividad

LEL: La concentración más baja de un gas en el aire que es capaz de producir una chispa o fuego en presencia de una fuente de ignición.

Una vez en cuenta dichos parámetros se llevó a cabo la evaluación de los riesgos que se pudiesen suscitar, de acuerdo a los eventos definidos. Para ello se hizo uso del software **Aloha** en su versión 5.4.7, en el cual se pueden realizar simulaciones de escenarios que muestren las áreas que de acuerdo al evento modelado se vean más vulnerables, así mismo obteniendo criterios como distancias, zonas de afectación y cantidad de energía liberada durante el evento sucedido.

Esto sirve totalmente como una base para poder generar las medidas correspondientes en cuanto a actividades de prevención, corrección o mitigación según sea el caso correspondiente.

### Descripción de los Escenarios

Como se mencionó anteriormente, los escenarios están distribuidos en lo que será el sistema de distribución de gas natural, por lo cual pueden tener distintas condiciones tanto atmosféricas como de condiciones de equipo.

Una vez definido esto se modelaron los escenarios posibles los cuales tuviesen probabilidad de ocurrir, esto basado a antecedentes.

Los parámetros utilizados para realizar las simulaciones, fueron en base a lo establecido por la guía SEMARNAT:

**Tabla 26. Criterios para el análisis de consecuencias.**

Parámetros	Toxicidad (Concentración)	Inflamabilidad (Radiación Térmica)	Explosividad (Sobrepresión)
Zona de Alto Riesgo a equipos	50000 ppm	12.5 Kw/m <sup>2</sup>	3 psi (lb/plg <sup>2</sup> )
Zona de alto riesgo	30000 ppm	5 KW/m <sup>2</sup>	1 psi (lb/plg <sup>2</sup> )
Zona de amortiguamiento	5000 ppm	1.4 KW/m <sup>2</sup>	0.5 psi (lb/plg <sup>2</sup> )

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

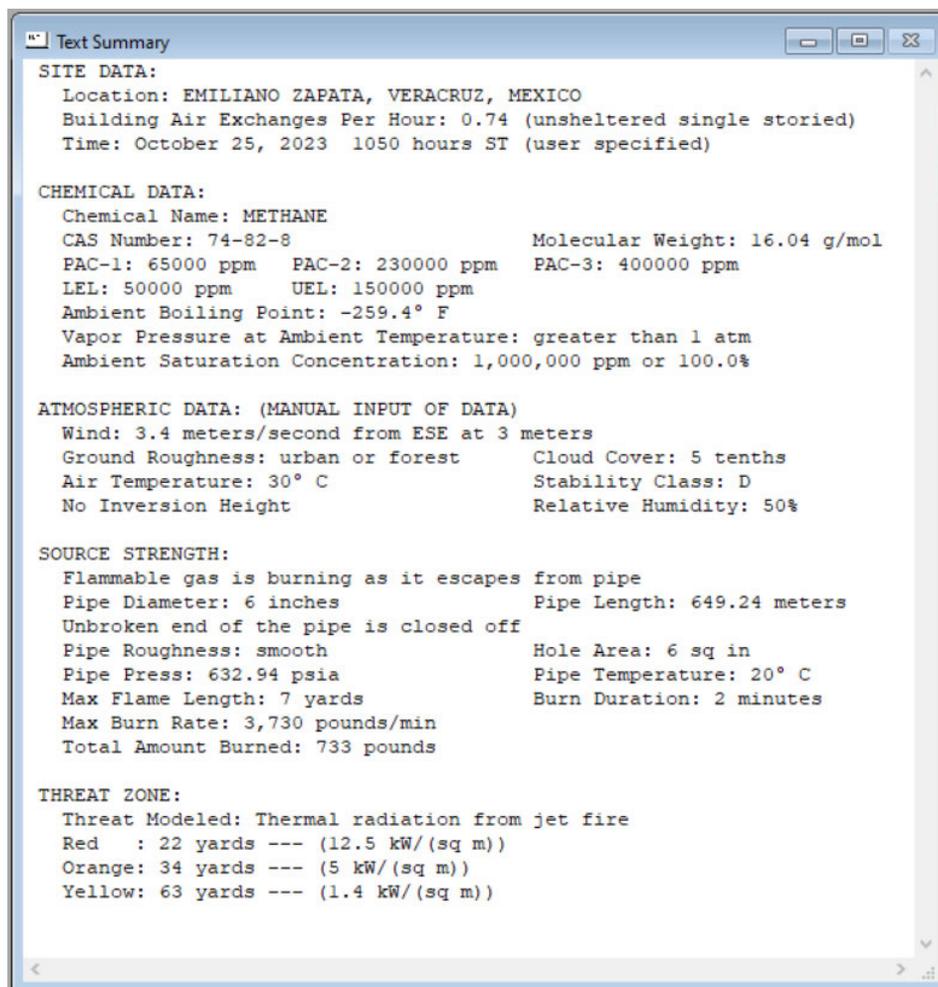
Los escenarios que se describen a continuación, corresponden a fugas de gas que alcanzan una fuente de ignición y sobrepresión provocada por nubes explosivas, en el SDGN.

### Escenario 1. Fuga de gas en la interconexión con City Gate Xalapa.

Este escenario considera una fuga de un 100 % en la interconexión con el City Gate a construir en el municipio de Emiliano Zapata, en donde de acuerdo a las condiciones presentes al momento de la simulación, se tendrían los siguientes resultados obtenidos del software Aloha 5.4.7.

Las siguientes figuras son parte del proceso para la generación de la simulación, donde se incluyen tanto datos atmosféricos, como de las condiciones del sistema de distribución de gas natural.

#### Jet fire (chorro de fuego).



```
Text Summary
SITE DATA:
  Location: EMILIANO ZAPATA, VERACRUZ, MEXICO
  Building Air Exchanges Per Hour: 0.74 (unsheltered single storied)
  Time: October 25, 2023 1050 hours ST (user specified)

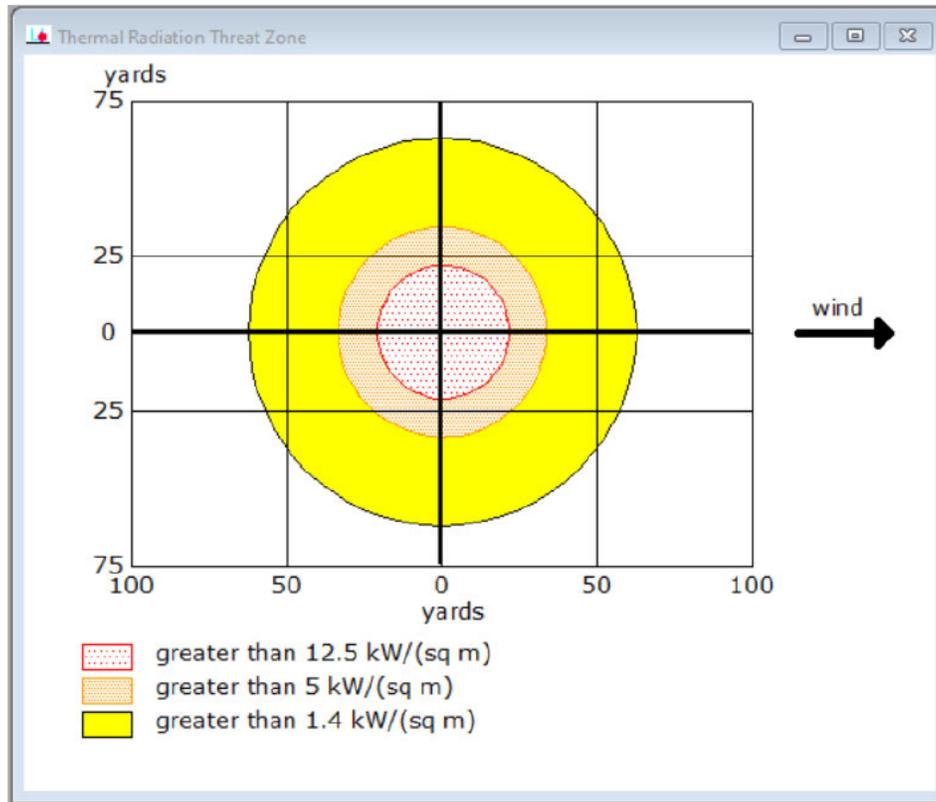
CHEMICAL DATA:
  Chemical Name: METHANE
  CAS Number: 74-82-8
  Molecular Weight: 16.04 g/mol
  PAC-1: 65000 ppm   PAC-2: 230000 ppm   PAC-3: 400000 ppm
  LEL: 50000 ppm   UEL: 150000 ppm
  Ambient Boiling Point: -259.4° F
  Vapor Pressure at Ambient Temperature: greater than 1 atm
  Ambient Saturation Concentration: 1,000,000 ppm or 100.0%

ATMOSPHERIC DATA: (MANUAL INPUT OF DATA)
  Wind: 3.4 meters/second from ESE at 3 meters
  Ground Roughness: urban or forest
  Cloud Cover: 5 tenths
  Air Temperature: 30° C
  Stability Class: D
  No Inversion Height
  Relative Humidity: 50%

SOURCE STRENGTH:
  Flammable gas is burning as it escapes from pipe
  Pipe Diameter: 6 inches
  Pipe Length: 649.24 meters
  Unbroken end of the pipe is closed off
  Pipe Roughness: smooth
  Hole Area: 6 sq in
  Pipe Press: 632.94 psia
  Pipe Temperature: 20° C
  Max Flame Length: 7 yards
  Burn Duration: 2 minutes
  Max Burn Rate: 3,730 pounds/min
  Total Amount Burned: 733 pounds

THREAT ZONE:
  Threat Modeled: Thermal radiation from jet fire
  Red : 22 yards --- (12.5 kW/(sq m))
  Orange: 34 yards --- (5 kW/(sq m))
  Yellow: 63 yards --- (1.4 kW/(sq m))
```

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”



En la siguiente tabla, se muestran los resultados de acuerdo a las zonas de afectación obtenidos y la distancia en metros en donde se verían los efectos a causa de un jet fire.

**Tabla 27. Radios de afectación por jet fire en escenario 1.**

Zona	Radiación (kW/m <sup>2</sup> )	Radios de afectación (m)	Daño causado
<b>Roja</b>	12.5 kW/m <sup>2</sup>	20.11	Zona de alto Riesgo a Equipos
<b>Naranja</b>	5.0 kW/m <sup>2</sup>	10.97	Zona de alto Riesgo
<b>Amarilla</b>	1.4 kW/m <sup>2</sup>	26.51	Zona de Amortiguamiento

Para este mismo escenario, pero con la ocurrencia de una explosión por sobrepresión, se tendrían los siguientes resultados.

## Explosión por sobrepresión

```
Text Summary
SITE DATA:
  Location: EMILIANO ZAPATA, VERACRUZ, MEXICO
  Building Air Exchanges Per Hour: 0.74 (unsheltered single storied)
  Time: October 25, 2023 1050 hours ST (user specified)

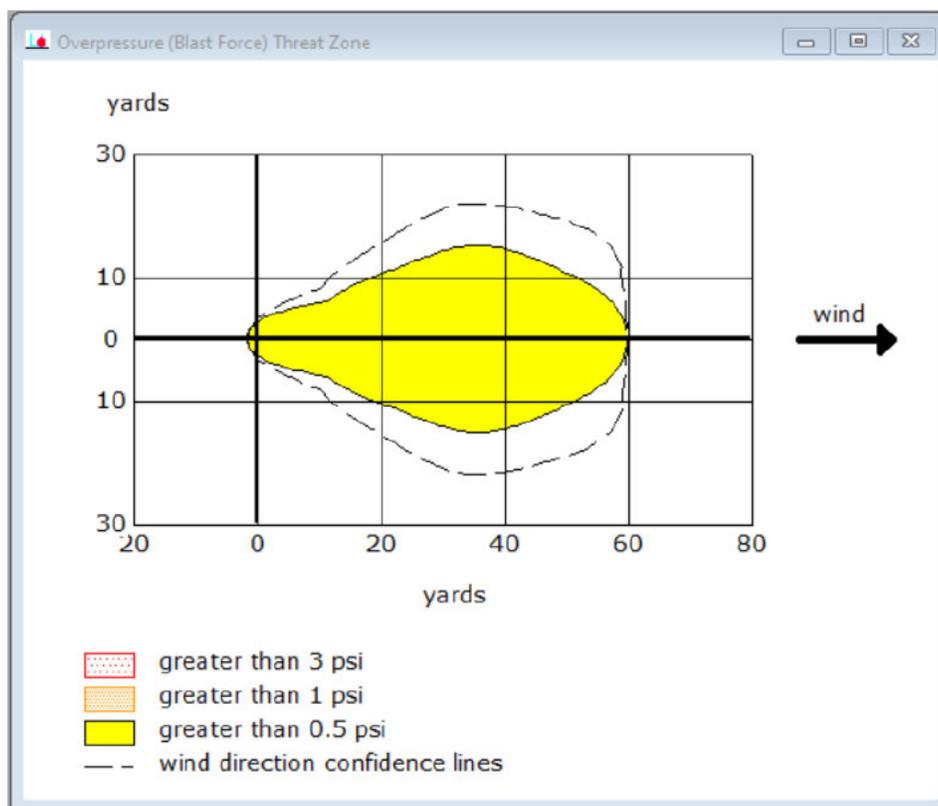
CHEMICAL DATA:
  Chemical Name: METHANE
  CAS Number: 74-82-8
  Molecular Weight: 16.04 g/mol
  PAC-1: 65000 ppm   PAC-2: 230000 ppm   PAC-3: 400000 ppm
  LEL: 50000 ppm    UEL: 150000 ppm
  Ambient Boiling Point: -259.4° F
  Vapor Pressure at Ambient Temperature: greater than 1 atm
  Ambient Saturation Concentration: 1,000,000 ppm or 100.0%

ATMOSPHERIC DATA: (MANUAL INPUT OF DATA)
  Wind: 3.4 meters/second from ESE at 3 meters
  Ground Roughness: urban or forest   Cloud Cover: 5 tenths
  Air Temperature: 30° C               Stability Class: D
  No Inversion Height                 Relative Humidity: 50%

SOURCE STRENGTH:
  Flammable gas escaping from pipe (not burning)
  Pipe Diameter: 6 inches               Pipe Length: 649.24 meters
  Unbroken end of the pipe is closed off
  Pipe Roughness: smooth               Hole Area: 6 sq in
  Pipe Press: 632.94 psia              Pipe Temperature: 20° C
  Release Duration: 3 minutes
  Max Average Sustained Release Rate: 724 pounds/min
  (averaged over a minute or more)
  Total Amount Released: 733 pounds

THREAT ZONE:
  Threat Modeled: Overpressure (blast force) from vapor cloud explosion
  Type of Ignition: ignited by spark or flame
  Level of Congestion: uncongested
  Model Run: Gaussian
  Red : LOC was never exceeded --- (3 psi)
  Orange: LOC was never exceeded --- (1 psi)
  Yellow: 60 yards --- (0.5 psi)
```

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”



Según los datos obtenidos del incidente en el cual ocurre una explosión por sobrepresión, se obtuvieron los rangos de afectación que muestra la siguiente tabla.

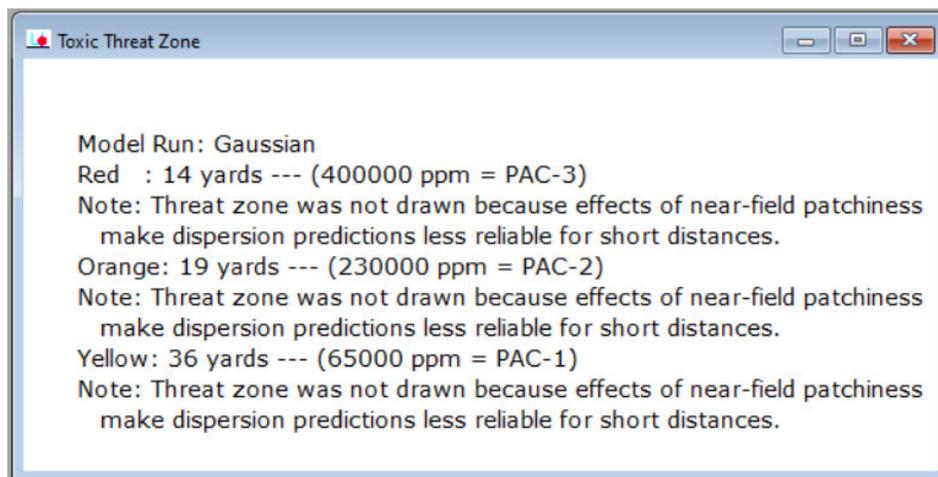
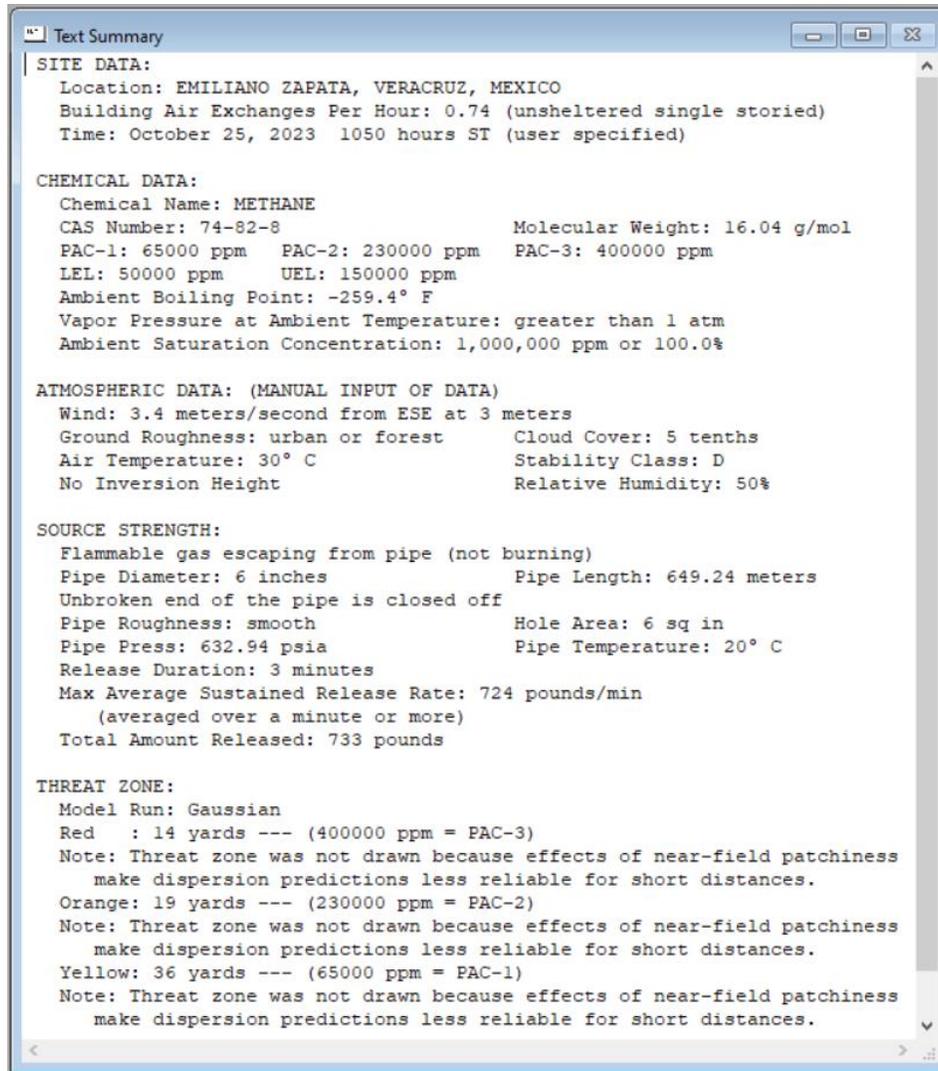
**Tabla 28. Radios de afectación por sobrepresión en escenario 1.**

Zona	Radiación (kW/m <sup>2</sup> )	Radios de afectación (m)	Daño causado
<b>Roja</b>	3-10 lb/pg <sup>2</sup>	El nivel de peligro no fue superado	Zona de alto Riesgo a Equipos
<b>Naranja</b>	1 lb/pg <sup>2</sup>	El nivel de peligro no fue superado	Zona de alto Riesgo
<b>Amarilla</b>	0.5 lb/pg <sup>2</sup>	54.86	Zona de Amortiguamiento

### Nube de dispersión tóxica

Las características de este tercer incidente que se pudiese suscitar en el escenario 1, se muestran a continuación.

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos "Xalapa"



Para este evento, como lo muestra la figura anterior, no se alcanzaron a graficar los radios de afectación, esto debido a que la cantidad liberada no fue significativa para alcanzar a

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos "Xalapa"

generar el daño por la nube de dispersión toxica, sin embargo, arrojo notas las cuales mencionan que no se logró graficar dado que los radios son muy cortos y esto hace que sea impreciso al momento de generar el área de afectación.

Aun así, solo arroja los radios que si son muy cortos.

**Tabla 29. Radios de afectación por toxicidad en escenario 1.**

Zona	Dispersión Tóxica (ppm)	Radios de afectación (m)	Daño causado
<b>Roja</b>	400000 ppm	12.8	Zona de alto riesgo a equipos
<b>Naranja</b>	230000 ppm	4.57	Zona de alto riesgo
<b>Amarilla</b>	65000 ppm	15.54	Zona de amortiguamiento

Para este segundo escenario, del mismo modo se realizaron las simulaciones correspondientes a los tipos de incidente que se pudiese suscitar a causa de un golpe al ducto en un punto identificado como un cruce carretero.

### Escenario 2. Golpe y daño a tubería de gas natural en cruce carretero por mantenimiento vial.

**Jet fire (chorro de fuego).**

```
Text Summary
SITE DATA:
Location: EMILIANO ZAPATA, VERACRUZ, MEXICO
Building Air Exchanges Per Hour: 0.74 (unsheltered single storied)
Time: October 25, 2023 1050 hours ST (user specified)

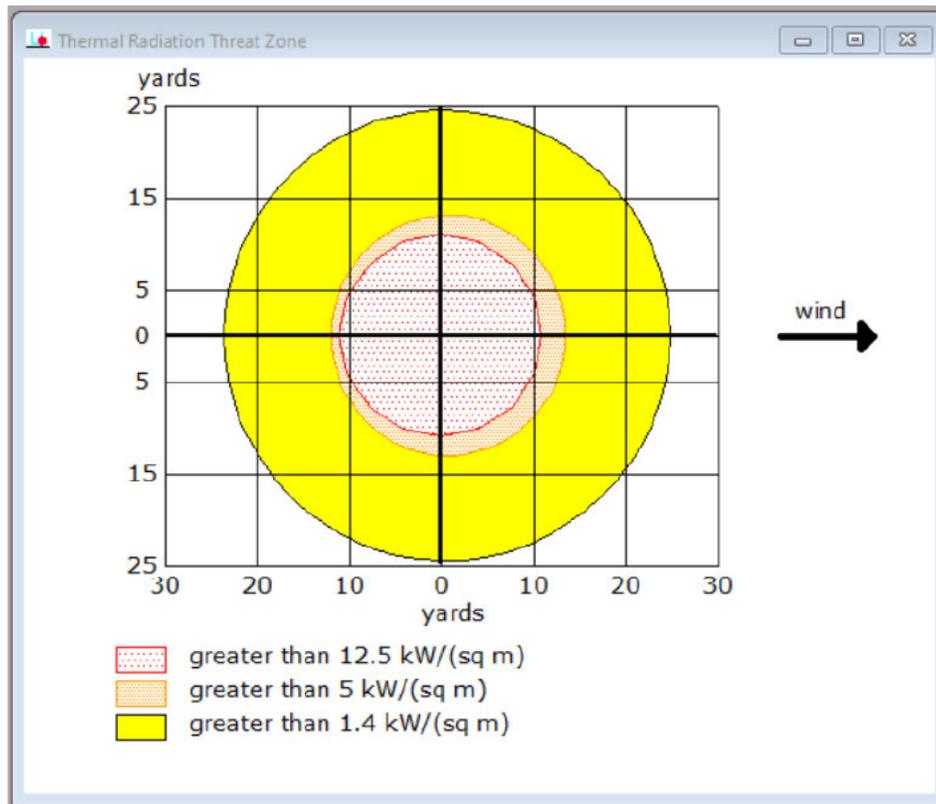
CHEMICAL DATA:
Chemical Name: METHANE
CAS Number: 74-82-8 Molecular Weight: 16.04 g/mol
PAC-1: 65000 ppm PAC-2: 230000 ppm PAC-3: 400000 ppm
LEL: 50000 ppm UEL: 150000 ppm
Ambient Boiling Point: -259.4° F
Vapor Pressure at Ambient Temperature: greater than 1 atm
Ambient Saturation Concentration: 1,000,000 ppm or 100.0%

ATMOSPHERIC DATA: (MANUAL INPUT OF DATA)
Wind: 3.4 meters/second from ESE at 3 meters
Ground Roughness: urban or forest Cloud Cover: 5 tenths
Air Temperature: 30° C Stability Class: D
No Inversion Height Relative Humidity: 50%

SOURCE STRENGTH:
Flammable gas is burning as it escapes from pipe
Pipe Diameter: 6 inches Pipe Length: 5140.29 meters
Unbroken end of the pipe is closed off
Pipe Roughness: smooth Hole Area: 4 sq in
Pipe Press: 78.23 psia Pipe Temperature: 20° C
Max Flame Length: 5 yards Burn Duration: 38 minutes
Max Burn Rate: 258 pounds/min
Total Amount Burned: 601 pounds

THREAT ZONE:
Threat Modeled: Thermal radiation from jet fire
Red : 11 yards --- (12.5 kW/(sq m))
Orange: 14 yards --- (5 kW/(sq m))
Yellow: 25 yards --- (1.4 kW/(sq m))
```

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”



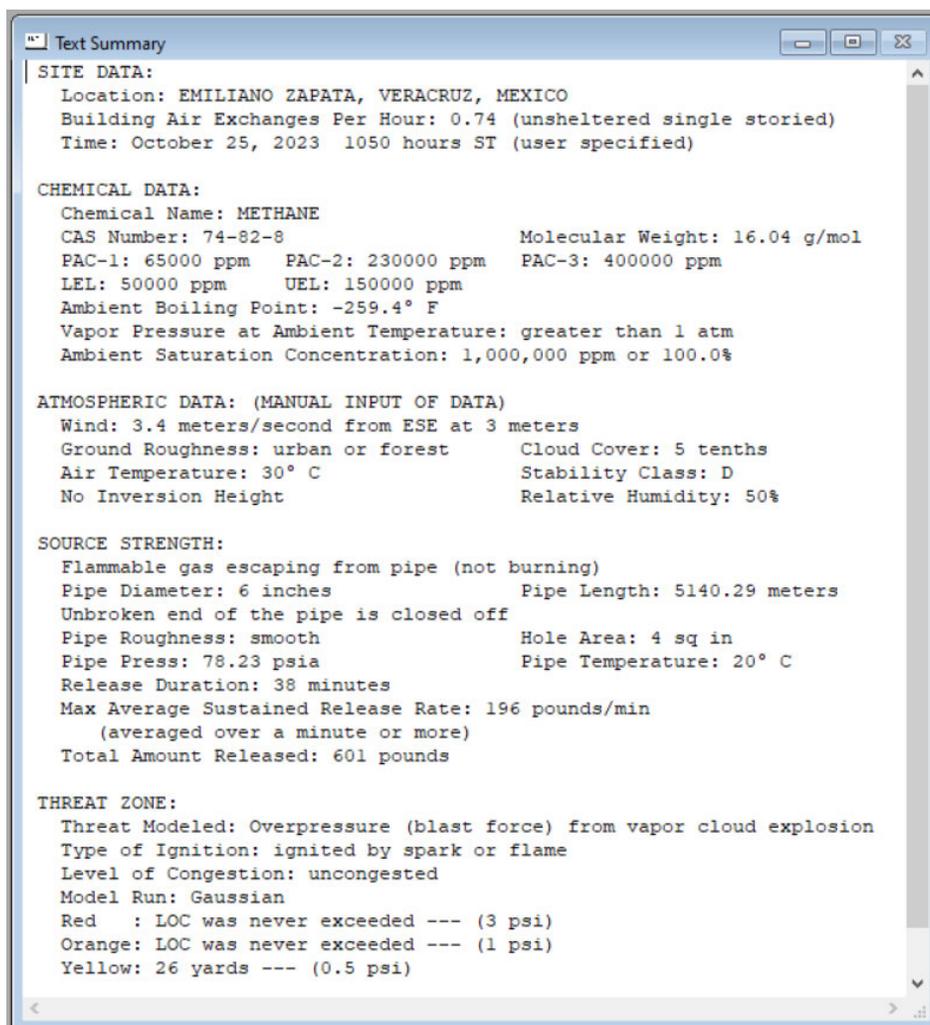
En la siguiente tabla, se muestran los resultados de acuerdo a las zonas de afectación obtenidos y la distancia en metros en donde se verían los efectos a causa de un jet fire.

**Tabla 30. Radios de afectación por jet fire en escenario 2.**

Zona	Radiación (kW/m <sup>2</sup> )	Radios de afectación (m)	Daño causado
<b>Roja</b>	12.5 kW/m <sup>2</sup>	10.05	Zona de alto Riesgo a Equipos
<b>Naranja</b>	5.0 kW/m <sup>2</sup>	2.74	Zona de alto Riesgo
<b>Amarilla</b>	1.4 kW/m <sup>2</sup>	10.05	Zona de Amortiguamiento

Para este mismo escenario, pero con la ocurrencia de una explosión por sobrepresión, se tendrían los siguientes resultados.

## Explosión por sobrepresión



Text Summary

**SITE DATA:**  
Location: EMILIANO ZAPATA, VERACRUZ, MEXICO  
Building Air Exchanges Per Hour: 0.74 (unsheltered single storied)  
Time: October 25, 2023 1050 hours ST (user specified)

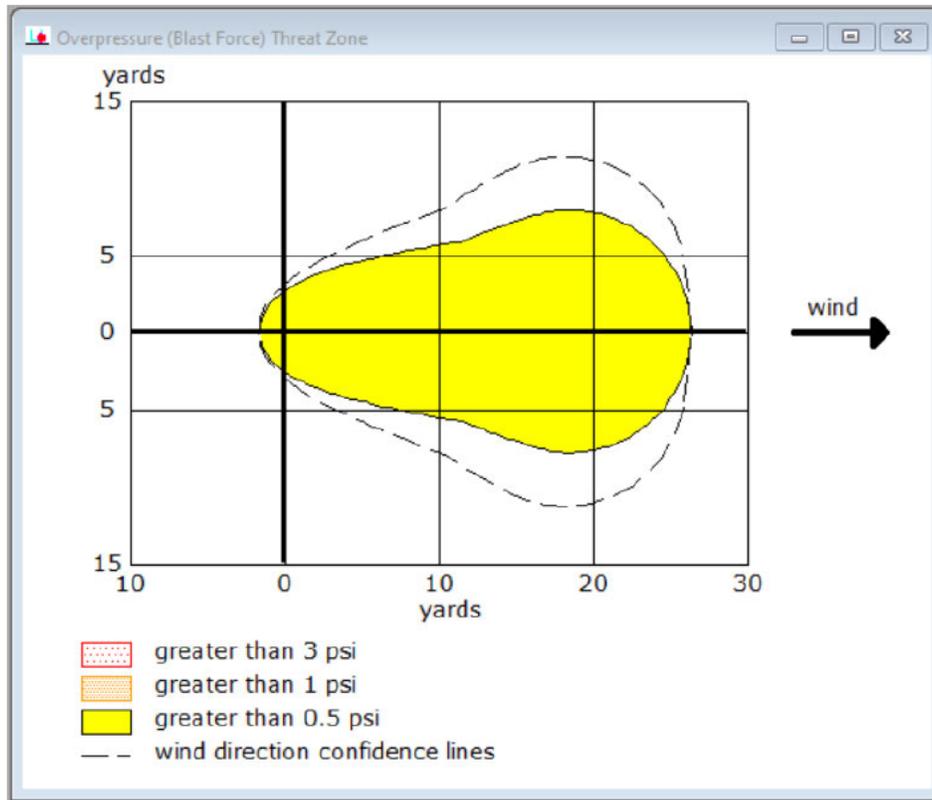
**CHEMICAL DATA:**  
Chemical Name: METHANE  
CAS Number: 74-82-8 Molecular Weight: 16.04 g/mol  
PAC-1: 65000 ppm PAC-2: 230000 ppm PAC-3: 400000 ppm  
LEL: 50000 ppm UEL: 150000 ppm  
Ambient Boiling Point: -259.4° F  
Vapor Pressure at Ambient Temperature: greater than 1 atm  
Ambient Saturation Concentration: 1,000,000 ppm or 100.0%

**ATMOSPHERIC DATA: (MANUAL INPUT OF DATA)**  
Wind: 3.4 meters/second from ESE at 3 meters  
Ground Roughness: urban or forest Cloud Cover: 5 tenths  
Air Temperature: 30° C Stability Class: D  
No Inversion Height Relative Humidity: 50%

**SOURCE STRENGTH:**  
Flammable gas escaping from pipe (not burning)  
Pipe Diameter: 6 inches Pipe Length: 5140.29 meters  
Unbroken end of the pipe is closed off  
Pipe Roughness: smooth Hole Area: 4 sq in  
Pipe Press: 78.23 psia Pipe Temperature: 20° C  
Release Duration: 38 minutes  
Max Average Sustained Release Rate: 196 pounds/min  
(averaged over a minute or more)  
Total Amount Released: 601 pounds

**THREAT ZONE:**  
Threat Modeled: Overpressure (blast force) from vapor cloud explosion  
Type of Ignition: ignited by spark or flame  
Level of Congestion: uncongested  
Model Run: Gaussian  
Red : LOC was never exceeded --- (3 psi)  
Orange: LOC was never exceeded --- (1 psi)  
Yellow: 26 yards --- (0.5 psi)

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”



**Tabla 31. Radios de afectación por sobrepresión en escenario 2.**

Zona	Radiación (kW/m <sup>2</sup> )	Radios de afectación (m)	Daño causado
<b>Roja</b>	3-10 lb/pg <sup>2</sup>	El nivel de peligro no fue superado	Zona de alto Riesgo a Equipos
<b>Naranja</b>	1 lb/pg <sup>2</sup>	El nivel de peligro no fue superado	Zona de alto Riesgo
<b>Amarilla</b>	0.5 lb/pg <sup>2</sup>	23.77	Zona de Amortiguamiento

Nube de dispersión tóxica

Text Summary

SITE DATA:  
Location: EMILIANO ZAPATA, VERACRUZ, MEXICO  
Building Air Exchanges Per Hour: 0.74 (unsheltered single storied)  
Time: October 25, 2023 1050 hours ST (user specified)

CHEMICAL DATA:  
Chemical Name: METHANE  
CAS Number: 74-82-8 Molecular Weight: 16.04 g/mol  
PAC-1: 65000 ppm PAC-2: 230000 ppm PAC-3: 400000 ppm  
LEL: 50000 ppm UEL: 150000 ppm  
Ambient Boiling Point: -259.4° F  
Vapor Pressure at Ambient Temperature: greater than 1 atm  
Ambient Saturation Concentration: 1,000,000 ppm or 100.0%

ATMOSPHERIC DATA: (MANUAL INPUT OF DATA)  
Wind: 3.4 meters/second from ESE at 3 meters  
Ground Roughness: urban or forest Cloud Cover: 5 tenths  
Air Temperature: 30° C Stability Class: D  
No Inversion Height Relative Humidity: 50%

SOURCE STRENGTH:  
Flammable gas escaping from pipe (not burning)  
Pipe Diameter: 6 inches Pipe Length: 5140.29 meters  
Unbroken end of the pipe is closed off  
Pipe Roughness: smooth Hole Area: 4 sq in  
Pipe Press: 78.23 psia Pipe Temperature: 20° C  
Release Duration: 38 minutes  
Max Average Sustained Release Rate: 196 pounds/min  
(averaged over a minute or more)  
Total Amount Released: 601 pounds

THREAT ZONE:  
Model Run: Gaussian  
Red : less than 10 meters(10.9 yards) --- (400000 ppm = PAC-3)  
Note: Threat zone was not drawn because effects of near-field patchiness  
make dispersion predictions less reliable for short distances.  
Orange: less than 10 meters(10.9 yards) --- (230000 ppm = PAC-2)  
Note: Threat zone was not drawn because effects of near-field patchiness  
make dispersion predictions less reliable for short distances.  
Yellow: 19 yards --- (65000 ppm = PAC-1)  
Note: Threat zone was not drawn because effects of near-field patchiness  
make dispersion predictions less reliable for short distances.

Toxic Threat Zone

Model Run: Gaussian  
Red : less than 10 meters(10.9 yards) --- (400000 ppm = PAC-3)  
Note: Threat zone was not drawn because effects of near-field patchiness  
make dispersion predictions less reliable for short distances.  
Orange: less than 10 meters(10.9 yards) --- (230000 ppm = PAC-2)  
Note: Threat zone was not drawn because effects of near-field patchiness  
make dispersion predictions less reliable for short distances.  
Yellow: 19 yards --- (65000 ppm = PAC-1)  
Note: Threat zone was not drawn because effects of near-field patchiness  
make dispersion predictions less reliable for short distances.

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos "Xalapa"

Para este último caso modelado, los efectos o daños ocasionados no presentan un riesgo tan elevado, debido a que el diámetro de tubería, presión y largo de esta no son tan elevados como en otros casos. Aun así, solo arroja los radios que si son muy cortos.

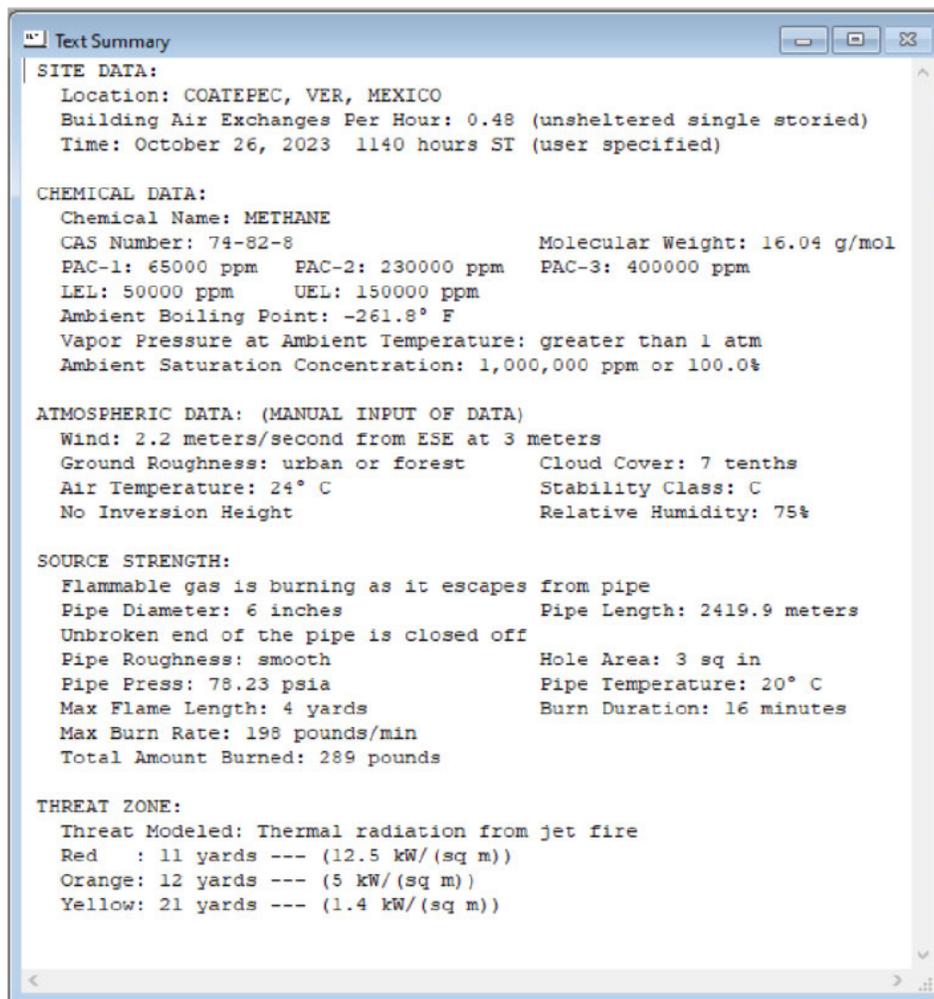
**Tabla 32. Radios de afectación por toxicidad en escenario 2.**

Zona	Dispersión Tóxica (ppm)	Radios de afectación (m)	Daño causado
<b>Roja</b>	400000 ppm	9.96	Zona de alto riesgo a equipos
<b>Naranja</b>	230000 ppm	0	Zona de alto riesgo
<b>Amarilla</b>	65000 ppm	8.22	Zona de amortiguamiento

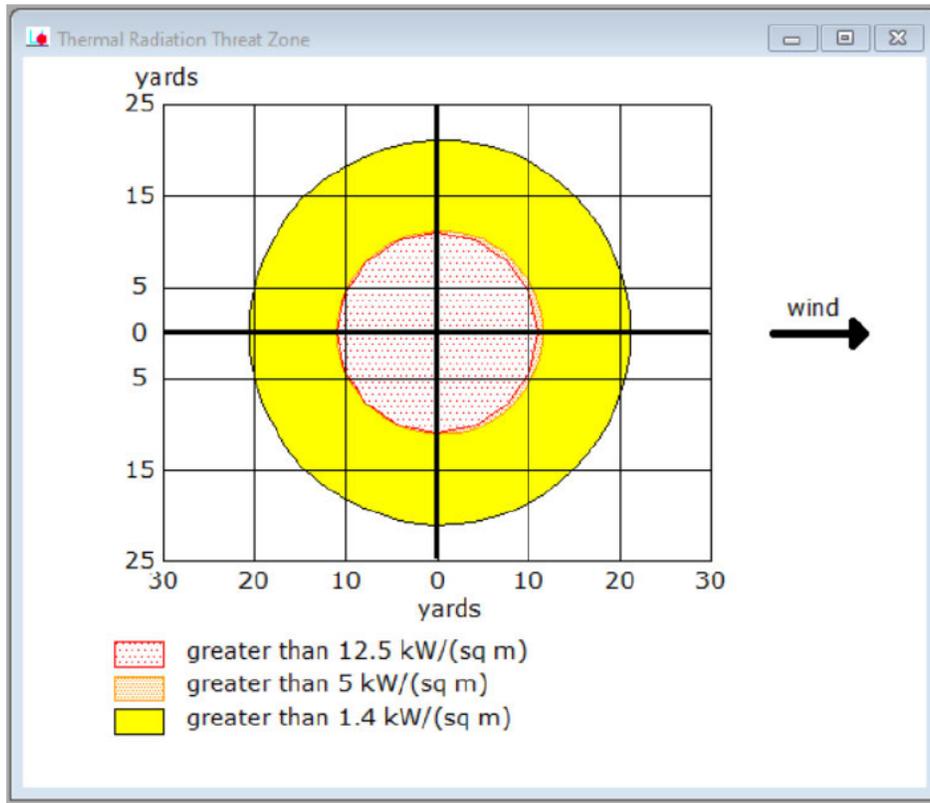
Este tercer escenario proyectado a ocurrir en una ERM con cliente de tipo industrial, presenta las siguientes características

### Escenario 3. Fuga de gas natural en ERM (cliente industrial 013) por error en mantenimiento.

**Jet fire (chorro de fuego).**



## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”



Los radios de afectación a causa del jet fire, se presentan en la siguiente tabla.

**Tabla 33. Radios de afectación por jet fire en escenario 3.**

Zona	Radiación (kW/m <sup>2</sup> )	Radios de afectación (m)	Daño causado
<b>Roja</b>	12.5 kW/m <sup>2</sup>	10.05	Zona de alto Riesgo a Equipos
<b>Naranja</b>	5.0 kW/m <sup>2</sup>	0.91	Zona de alto Riesgo
<b>Amarilla</b>	1.4 kW/m <sup>2</sup>	9.14	Zona de Amortiguamiento

## Explosión por sobrepresión

```
Text Summary
SITE DATA:
Location: COATEPEC, VER, MEXICO
Building Air Exchanges Per Hour: 0.48 (unsheltered single storied)
Time: October 26, 2023 1140 hours ST (user specified)

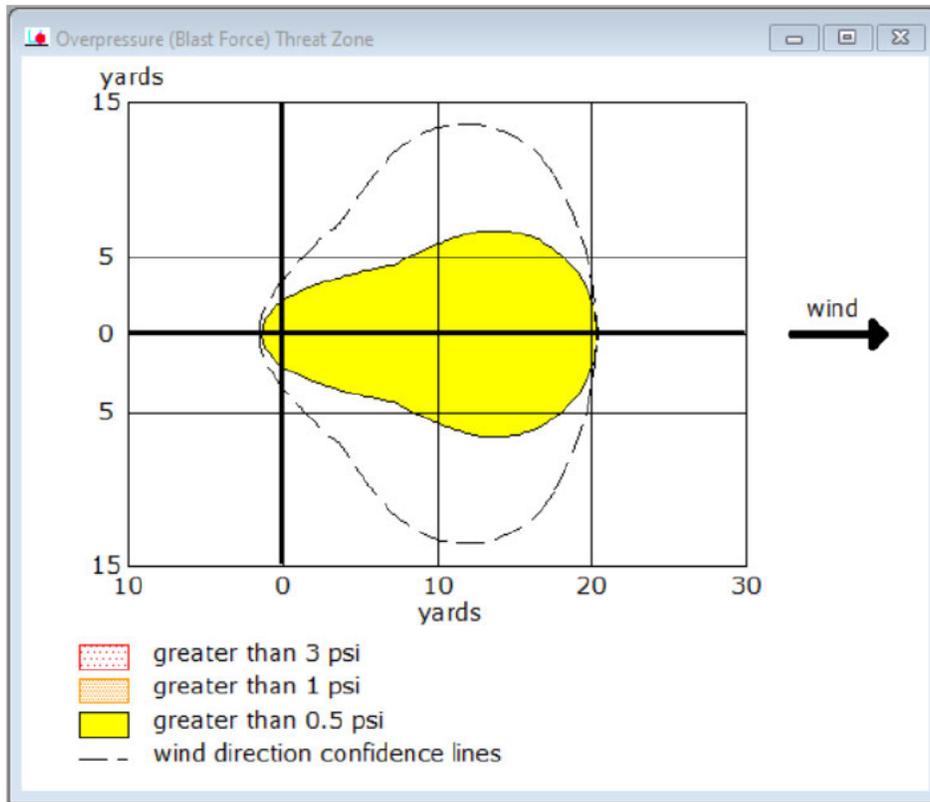
CHEMICAL DATA:
Chemical Name: METHANE
CAS Number: 74-82-8 Molecular Weight: 16.04 g/mol
PAC-1: 65000 ppm PAC-2: 230000 ppm PAC-3: 400000 ppm
LEL: 50000 ppm UEL: 150000 ppm
Ambient Boiling Point: -261.8° F
Vapor Pressure at Ambient Temperature: greater than 1 atm
Ambient Saturation Concentration: 1,000,000 ppm or 100.0%

ATMOSPHERIC DATA: (MANUAL INPUT OF DATA)
Wind: 2.2 meters/second from ESE at 3 meters
Ground Roughness: urban or forest Cloud Cover: 7 tenths
Air Temperature: 24° C Stability Class: C
No Inversion Height Relative Humidity: 75%

SOURCE STRENGTH:
Flammable gas escaping from pipe (not burning)
Pipe Diameter: 6 inches Pipe Length: 2419.9 meters
Unbroken end of the pipe is closed off
Pipe Roughness: smooth Hole Area: 3 sq in
Pipe Press: 78.23 psia Pipe Temperature: 20° C
Release Duration: 16 minutes
Max Average Sustained Release Rate: 141 pounds/min
(averaged over a minute or more)
Total Amount Released: 289 pounds

THREAT ZONE:
Threat Modeled: Overpressure (blast force) from vapor cloud explosion
Type of Ignition: ignited by spark or flame
Level of Congestion: uncongested
Model Run: Gaussian
Red : LOC was never exceeded --- (3 psi)
Orange: LOC was never exceeded --- (1 psi)
Yellow: 20 yards --- (0.5 psi)
```

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

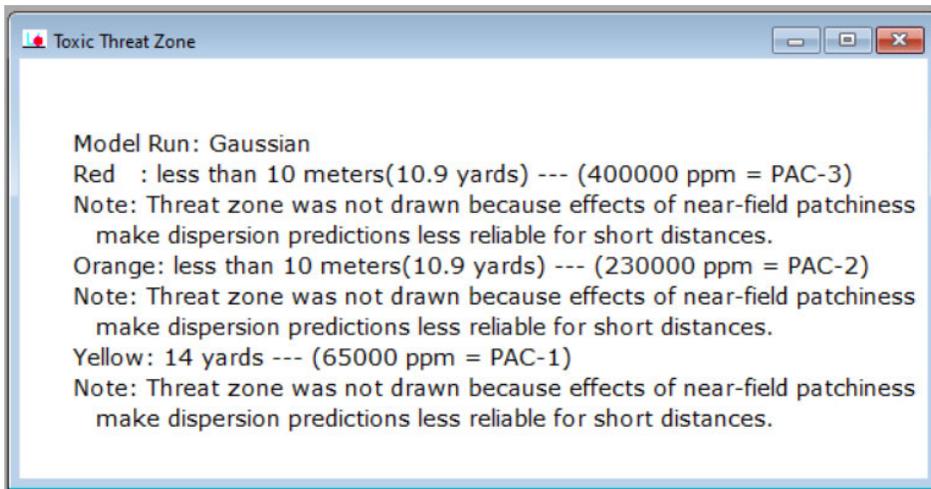
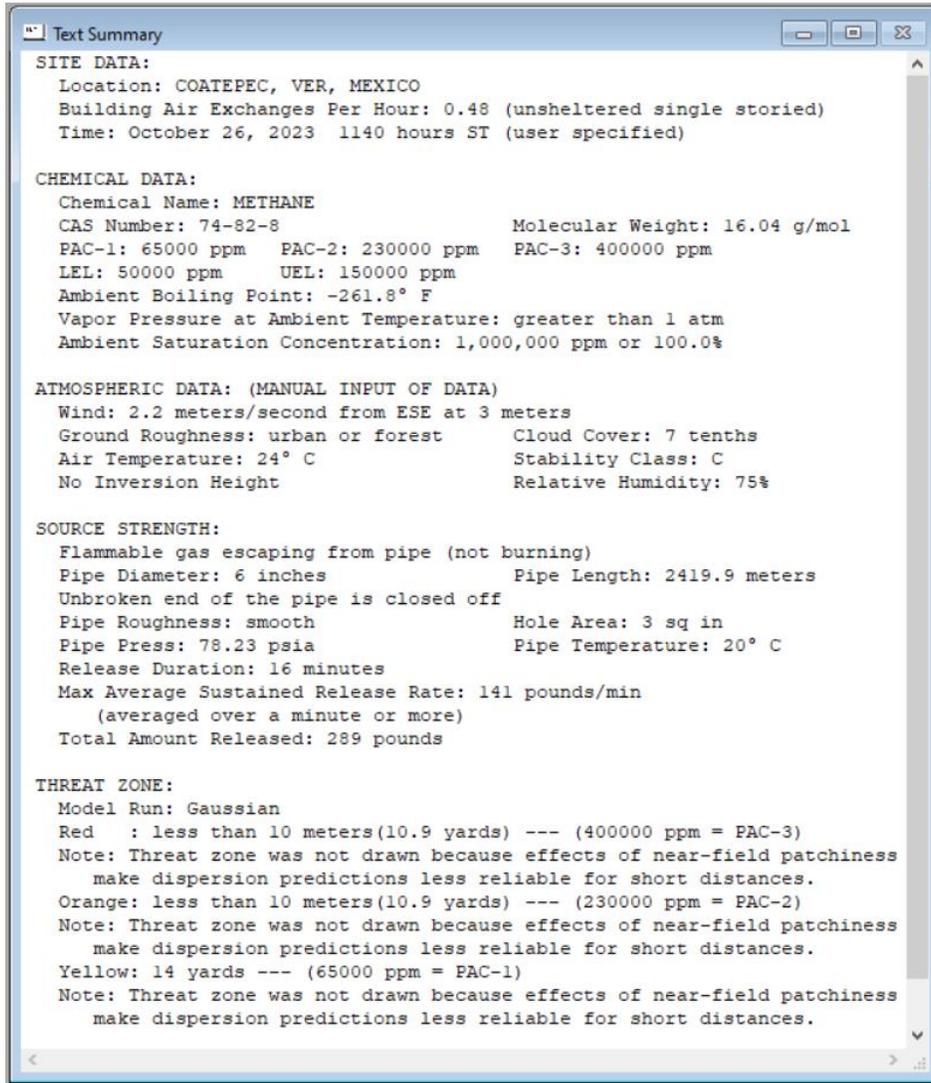


En cuanto a los rangos de afectación que se obtuvieron a causa de una explosión por sobrepresión, se tiene lo siguiente:

**Tabla 34. Radios de afectación por sobrepresión en escenario 3.**

Zona	Radiación (kW/m <sup>2</sup> )	Radios de afectación (m)	Daño causado
<b>Roja</b>	3-10 lb/pg <sup>2</sup>	El nivel de peligro no fue superado	Zona de alto Riesgo a Equipos
<b>Naranja</b>	1 lb/pg <sup>2</sup>	El nivel de peligro no fue superado	Zona de alto Riesgo
<b>Amarilla</b>	0.5 lb/pg <sup>2</sup>	18.29	Zona de Amortiguamiento

Nube de dispersión tóxica



## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

En el caso de un incidente que implique la dispersión tóxica, a causa del gas natural, se tienen los siguientes rangos de afectación:

**Tabla 35. Radios de afectación por toxicidad en escenario 3.**

Zona	Dispersión Tóxica (ppm)	Radios de afectación (m)	Daño causado
<b>Roja</b>	400000 ppm	9.96	Zona de alto riesgo a equipos
<b>Naranja</b>	230000 ppm	0	Zona de alto riesgo
<b>Amarilla</b>	65000 ppm	3.65	Zona de amortiguamiento

El caso del escenario número 4, el cual se modelo en un cruce ferroviario, donde se tendría la fuga de gas natural y por ende se modelaron los posibles escenarios que podrían ocurrir.

### Escenario 4. Ruptura de sistema de transporte de gas natural por uso de maquinaria pesada por mantenimiento en vías férreas.

#### Jet fire (chorro de fuego).

```

Text Summary
SITE DATA:
Location: XALAPA, VER, MEXICO
Building Air Exchanges Per Hour: 0.50 (unsheltered single storied)
Time: October 26, 2023 1358 hours ST (user specified)

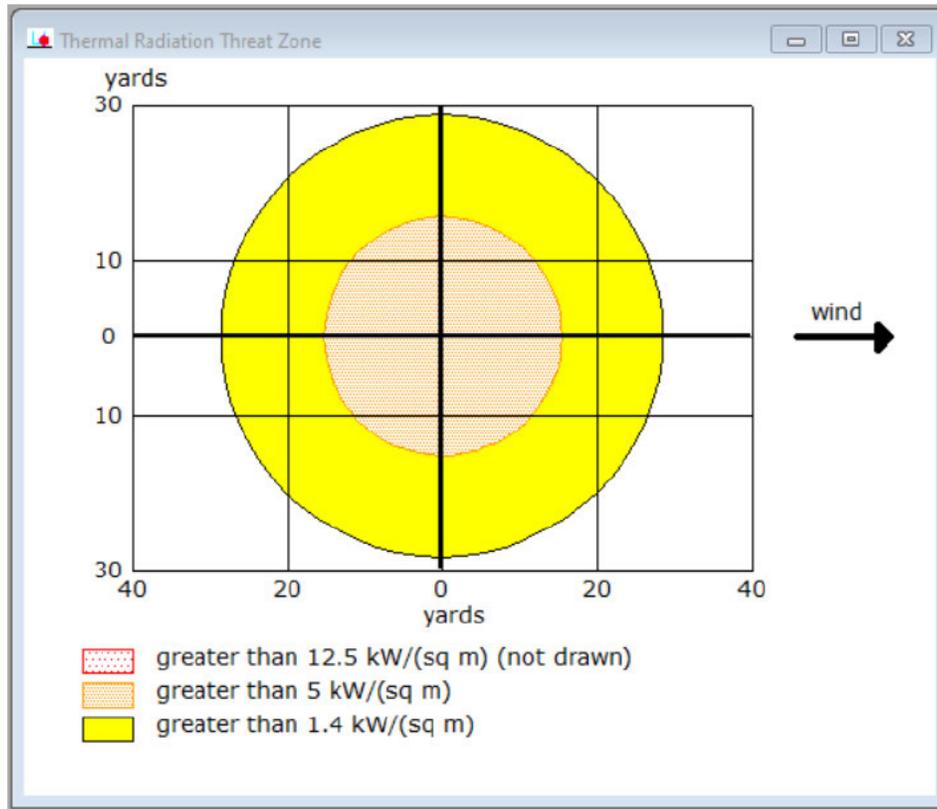
CHEMICAL DATA:
Chemical Name: METHANE
CAS Number: 74-82-8 Molecular Weight: 16.04 g/mol
EAC-1: 65000 ppm PAC-2: 230000 ppm EAC-3: 400000 ppm
LEL: 50000 ppm UEL: 150000 ppm
Ambient Boiling Point: -262.3° F
Vapor Pressure at Ambient Temperature: greater than 1 atm
Ambient Saturation Concentration: 1,000,000 ppm or 100.0%

ATMOSPHERIC DATA: (MANUAL INPUT OF DATA)
Wind: 2.2 meters/second from ESE at 3 meters
Ground Roughness: urban or forest Cloud Cover: 7 tenths
Air Temperature: 26° C Stability Class: D
No Inversion Height Relative Humidity: 75%

SOURCE STRENGTH:
Flammable gas is burning as it escapes from pipe
Pipe Diameter: 3 inches Pipe Length: 228 meters
Unbroken end of the pipe is closed off
Pipe Roughness: smooth Hole Area: 1.5 sq in
Pipe Press: 78.23 atmospheres Pipe Temperature: 20° C
Max Flame Length: 4 yards Burn Duration: 50 seconds
Max Burn Rate: 28.5 pounds/sec
Total Amount Burned: 118 pounds

THREAT ZONE:
Threat Modeled: Thermal radiation from jet fire
Red : less than 10 meters(10.9 yards) --- (12.5 kW/(sq m))
Orange: 16 yards --- (5 kW/(sq m))
Yellow: 29 yards --- (1.4 kW/(sq m))
  
```

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

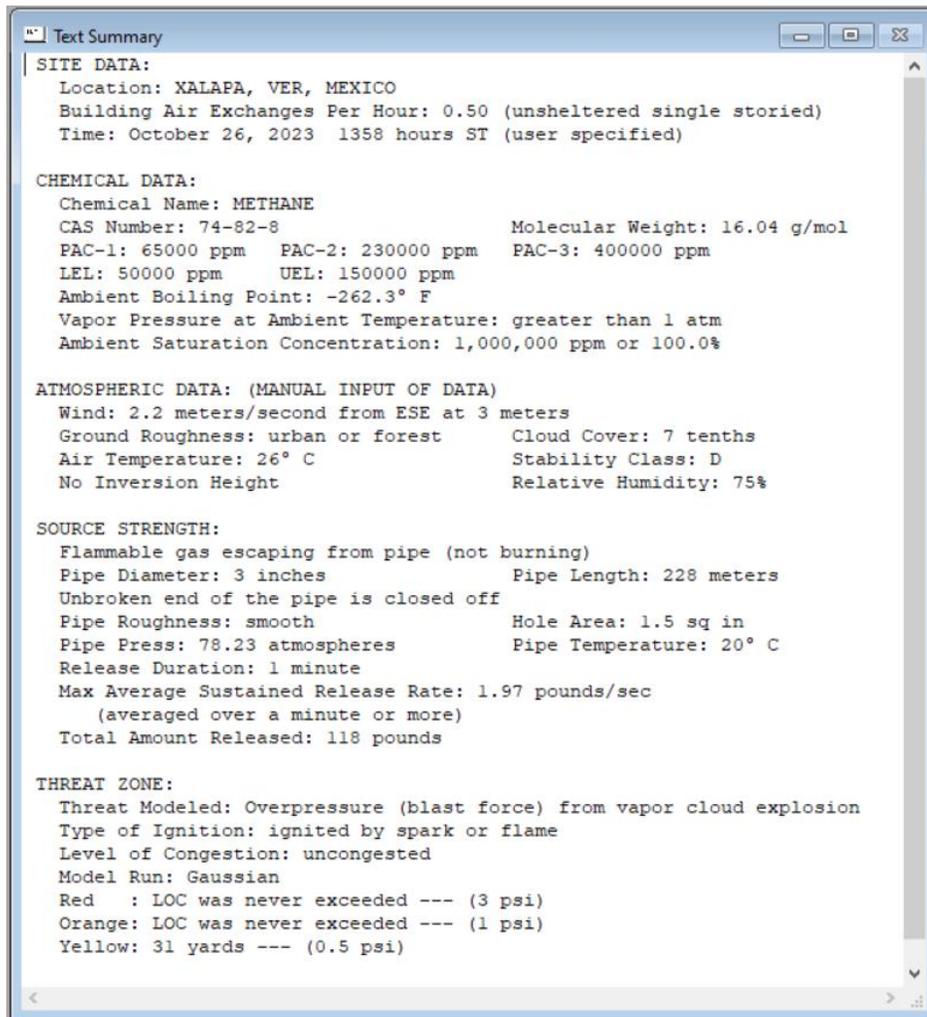


El caso de un jet fire, tendría los siguientes radios de afectación:

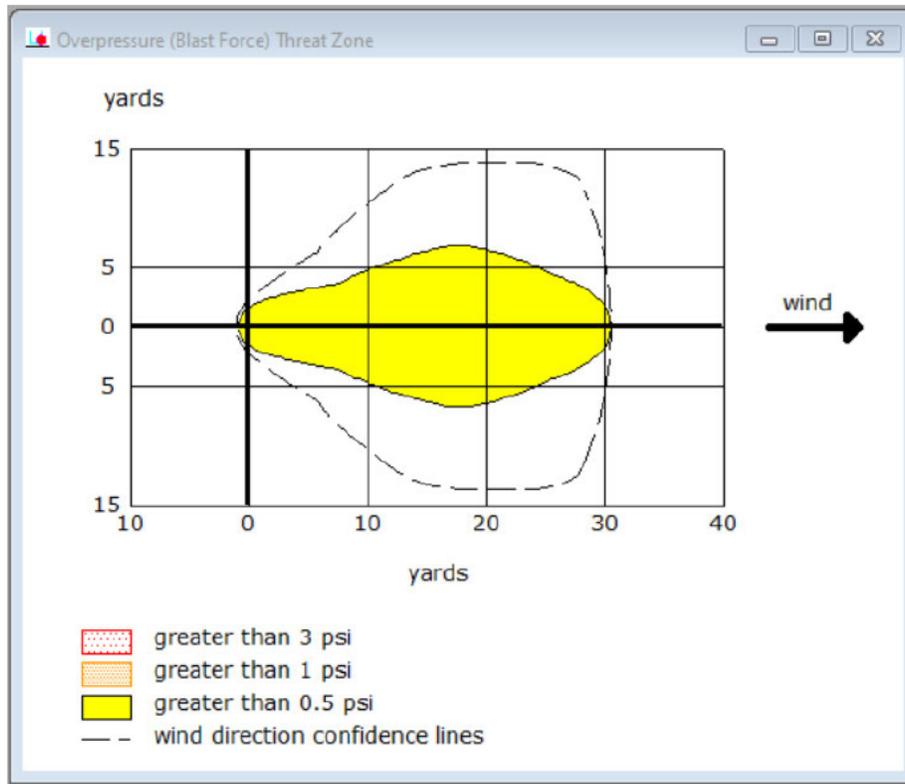
**Tabla 36. Radios de afectación por jet fire en escenario 4.**

Zona	Radiación (kW/m <sup>2</sup> )	Radios de afectación (m)	Daño causado
<b>Roja</b>	12.5 kW/m <sup>2</sup>	0	Zona de alto Riesgo a Equipos
<b>Naranja</b>	5.0 kW/m <sup>2</sup>	14.63	Zona de alto Riesgo
<b>Amarilla</b>	1.4 kW/m <sup>2</sup>	11.88	Zona de Amortiguamiento

Explosión por sobrepresión



## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”



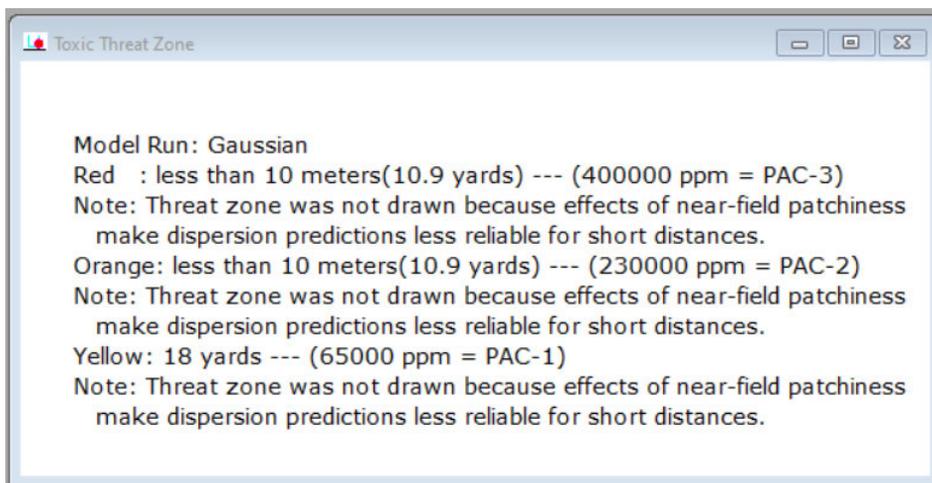
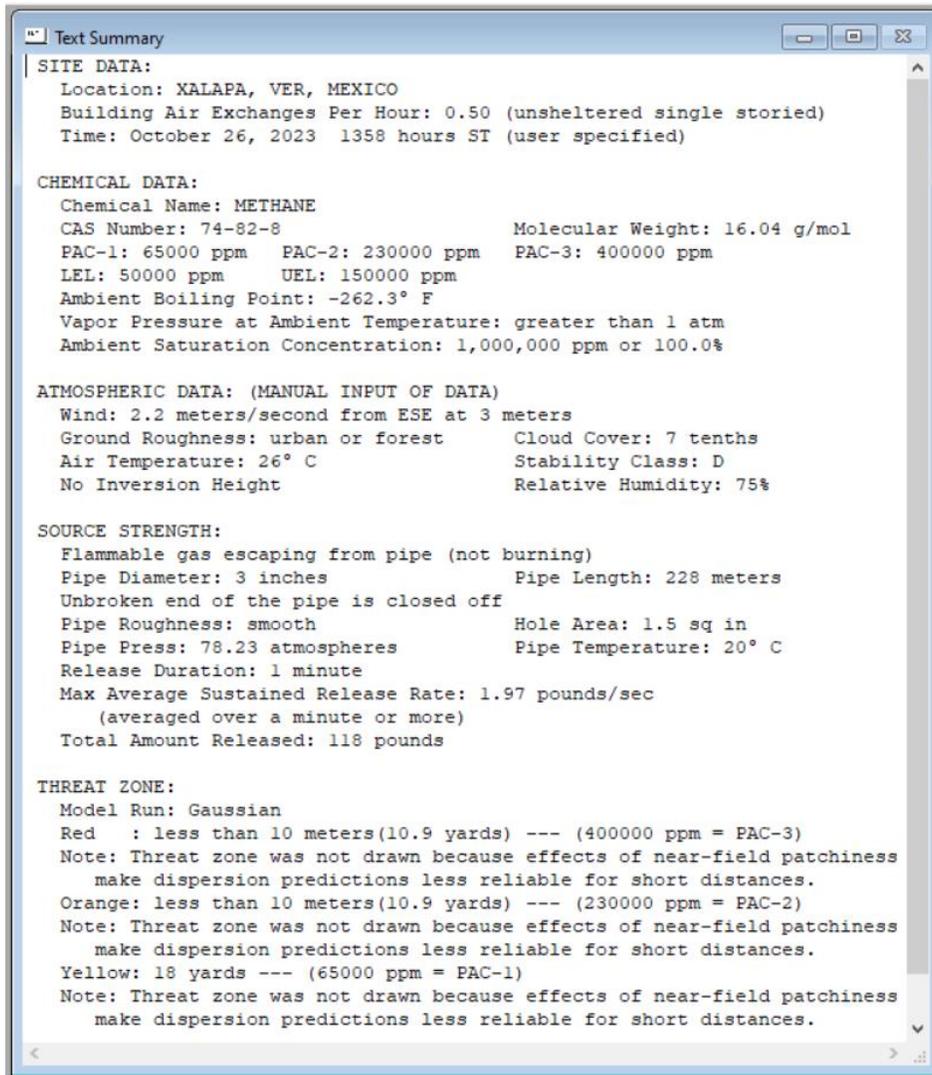
La ocurrencia de una explosión por sobrepresión en el cruce férreo, tendría los siguientes resultados en cuanto radios de afectación:

**Tabla 37. Radios de afectación por sobrepresión en escenario 4.**

Zona	Radiación (kW/m <sup>2</sup> )	Radios de afectación (m)	Daño causado
<b>Roja</b>	3-10 lb/pg <sup>2</sup>	El nivel de peligro no fue superado	Zona de alto Riesgo a Equipos
<b>Naranja</b>	1 lb/pg <sup>2</sup>	El nivel de peligro no fue superado	Zona de alto Riesgo
<b>Amarilla</b>	0.5 lb/pg <sup>2</sup>	28.34	Zona de Amortiguamiento

En este escenario 4, al modelar los daños para una dispersión toxica, se tiene lo siguiente:

Nube de dispersión tóxica



## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

Como en escenarios anteriores, se han hallado rangos de afectación bajos, esto debido a la tasa de liberación ocurrida en el incidente, quedando de la siguiente manera:

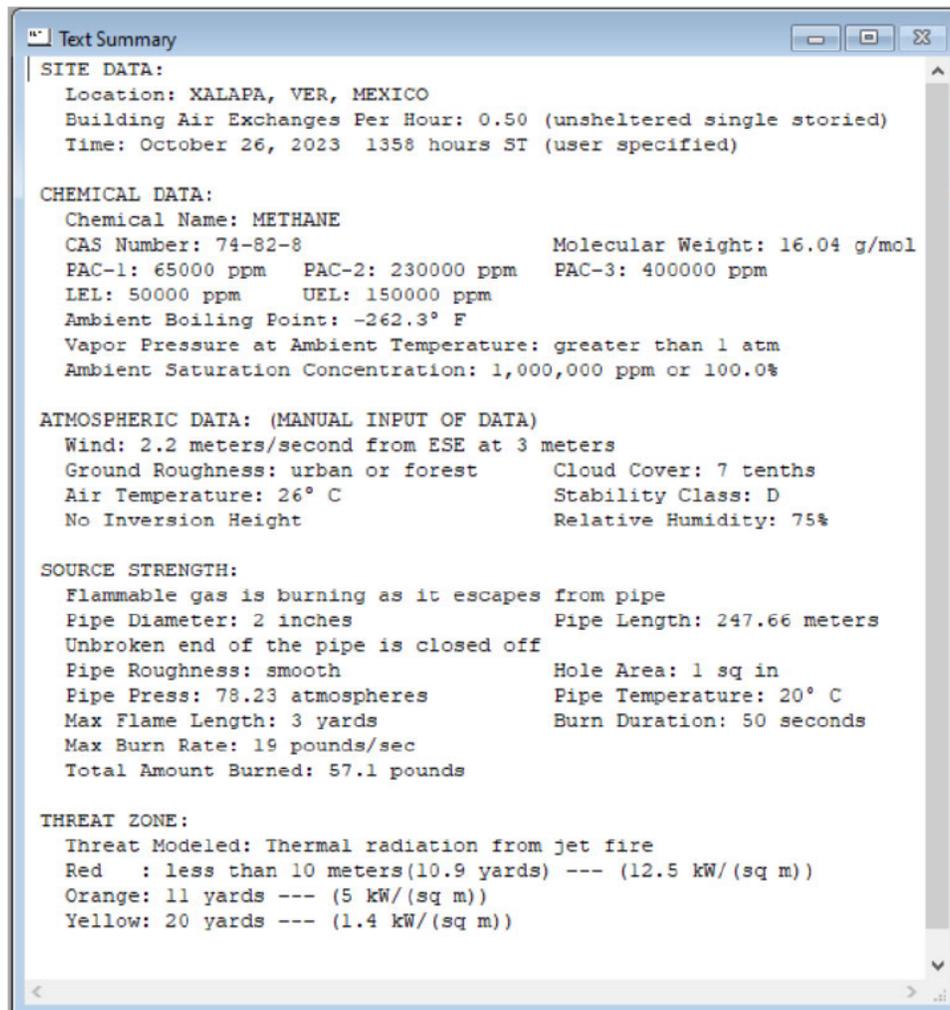
**Tabla 38. Radios de afectación por toxicidad en escenario 4.**

Zona	Dispersión Tóxica (ppm)	Radios de afectación (m)	Daño causado
<b>Roja</b>	400000 ppm	9.96	Zona de alto riesgo a equipos
<b>Naranja</b>	230000 ppm	0	Zona de alto riesgo
<b>Amarilla</b>	65000 ppm	6.49	Zona de amortiguamiento

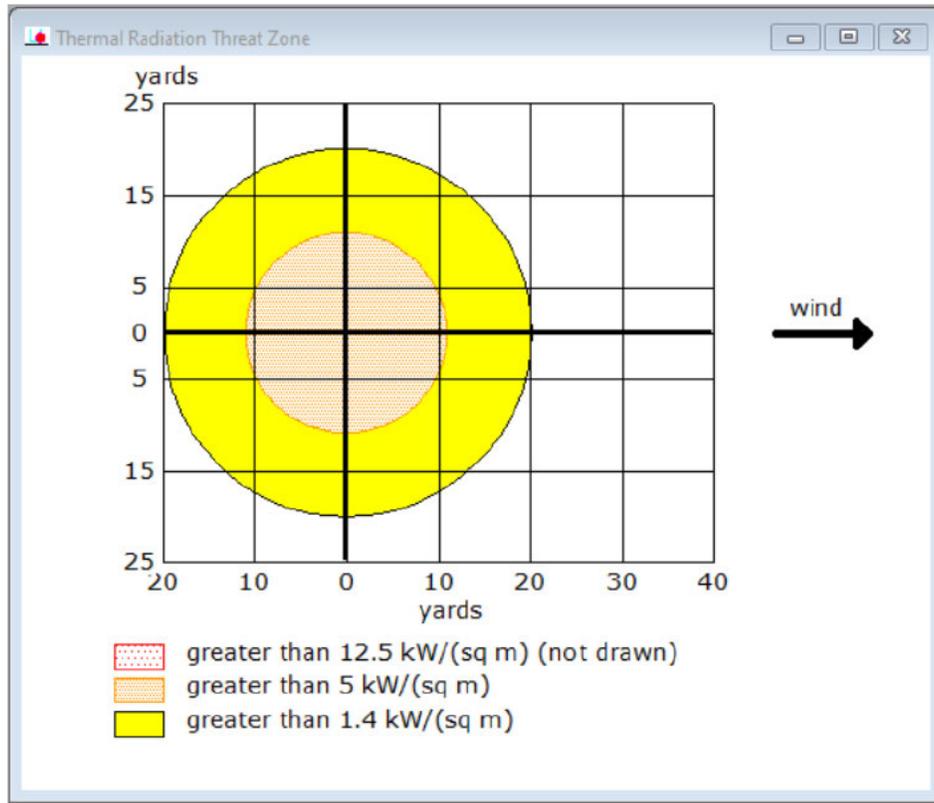
En cuanto al escenario 5, fue proyectado a ocurrir en una zona habitacional, en donde de acuerdo a las modelaciones se obtuvo lo siguiente:

### **Escenario 5. Golpe y daño parcial al sistema de transporte de gas natural a causa de actividades de mantenimiento o mejoras por parte del municipio.**

#### **Jet fire (chorro de fuego).**



## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

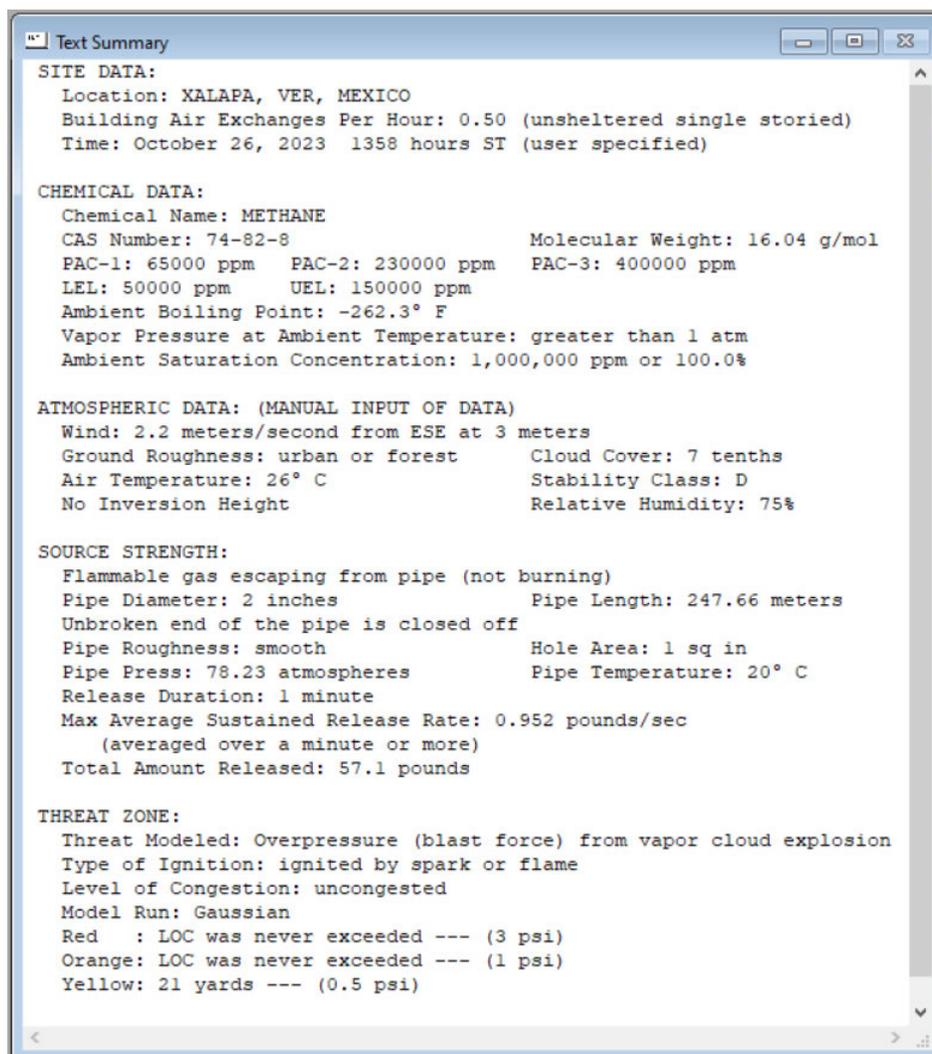


Radios de afectación por la ocurrencia de un jet fire

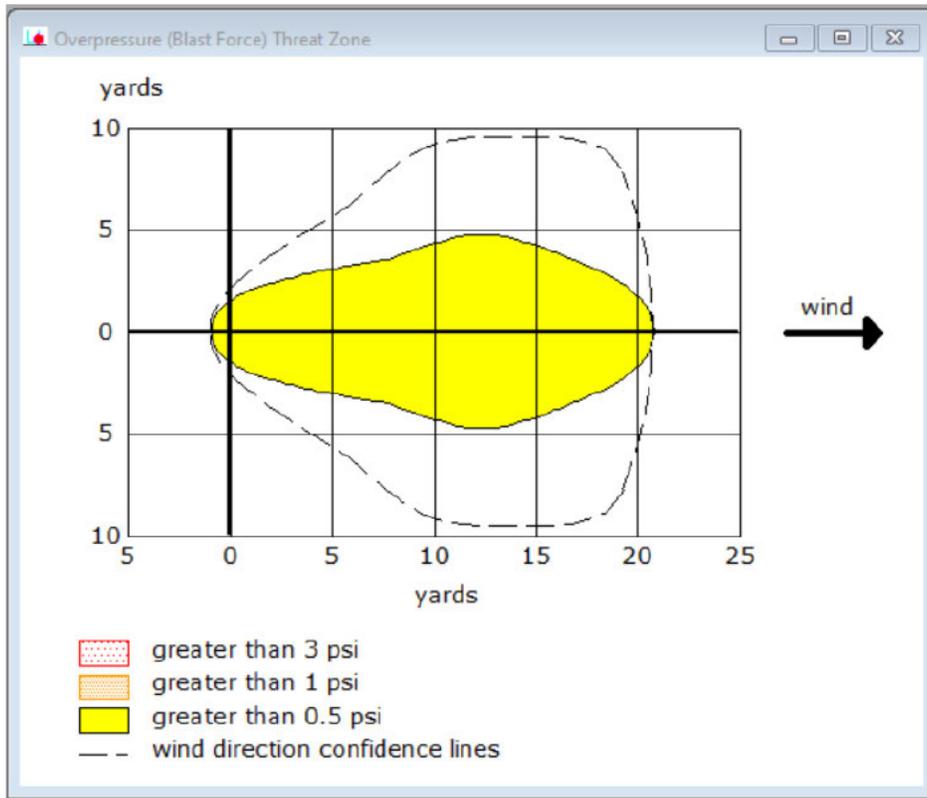
**Tabla 39. Radios de afectación por jet fire en escenario 5.**

Zona	Radiación (kW/m <sup>2</sup> )	Radios de afectación (m)	Daño causado
<b>Roja</b>	12.5 kW/m <sup>2</sup>	0	Zona de alto Riesgo a Equipos
<b>Naranja</b>	5.0 kW/m <sup>2</sup>	10.05	Zona de alto Riesgo
<b>Amarilla</b>	1.4 kW/m <sup>2</sup>	8.22	Zona de Amortiguamiento

## Explosión por sobrepresión



## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos "Xalapa"



**Tabla 40. Radios de afectación por sobrepresión en escenario 5.**

Zona	Radiación (kW/m <sup>2</sup> )	Radios de afectación (m)	Daño causado
<b>Roja</b>	3-10 lb/pg <sup>2</sup>	El nivel de peligro no fue superado	Zona de alto Riesgo a Equipos
<b>Naranja</b>	1 lb/pg <sup>2</sup>	El nivel de peligro no fue superado	Zona de alto Riesgo
<b>Amarilla</b>	0.5 lb/pg <sup>2</sup>	19.20	Zona de Amortiguamiento

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos "Xalapa"

### Nube de dispersión tóxica

Text Summary

SITE DATA:  
Location: XALAPA, VER, MEXICO  
Building Air Exchanges Per Hour: 0.50 (unsheltered single storied)  
Time: October 26, 2023 1358 hours ST (user specified)

CHEMICAL DATA:  
Chemical Name: METHANE  
CAS Number: 74-82-8 Molecular Weight: 16.04 g/mol  
PAC-1: 65000 ppm PAC-2: 230000 ppm PAC-3: 400000 ppm  
LEL: 50000 ppm UEL: 150000 ppm  
Ambient Boiling Point: -262.3° F  
Vapor Pressure at Ambient Temperature: greater than 1 atm  
Ambient Saturation Concentration: 1,000,000 ppm or 100.0%

ATMOSPHERIC DATA: (MANUAL INPUT OF DATA)  
Wind: 2.2 meters/second from ESE at 3 meters  
Ground Roughness: urban or forest Cloud Cover: 7 tenths  
Air Temperature: 26° C Stability Class: D  
No Inversion Height Relative Humidity: 75%

SOURCE STRENGTH:  
Flammable gas escaping from pipe (not burning)  
Pipe Diameter: 2 inches Pipe Length: 247.66 meters  
Unbroken end of the pipe is closed off  
Pipe Roughness: smooth Hole Area: 1 sq in  
Pipe Press: 78.23 atmospheres Pipe Temperature: 20° C  
Release Duration: 1 minute  
Max Average Sustained Release Rate: 0.952 pounds/sec  
(averaged over a minute or more)  
Total Amount Released: 57.1 pounds

THREAT ZONE:  
Model Run: Gaussian  
Red : less than 10 meters(10.9 yards) --- (400000 ppm = PAC-3)  
Note: Threat zone was not drawn because effects of near-field patchiness  
make dispersion predictions less reliable for short distances.  
Orange: less than 10 meters(10.9 yards) --- (230000 ppm = PAC-2)  
Note: Threat zone was not drawn because effects of near-field patchiness  
make dispersion predictions less reliable for short distances.  
Yellow: 12 yards --- (65000 ppm = PAC-1)  
Note: Threat zone was not drawn because effects of near-field patchiness  
make dispersion predictions less reliable for short distances.

Toxic Threat Zone

Model Run: Gaussian  
Red : less than 10 meters(10.9 yards) --- (400000 ppm = PAC-3)  
Note: Threat zone was not drawn because effects of near-field patchiness  
make dispersion predictions less reliable for short distances.  
Orange: less than 10 meters(10.9 yards) --- (230000 ppm = PAC-2)  
Note: Threat zone was not drawn because effects of near-field patchiness  
make dispersion predictions less reliable for short distances.  
Yellow: 12 yards --- (65000 ppm = PAC-1)  
Note: Threat zone was not drawn because effects of near-field patchiness  
make dispersion predictions less reliable for short distances.

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos "Xalapa"

La tabla siguiente muestra los radios de afectación por una dispersión tóxica, en el escenario 5:

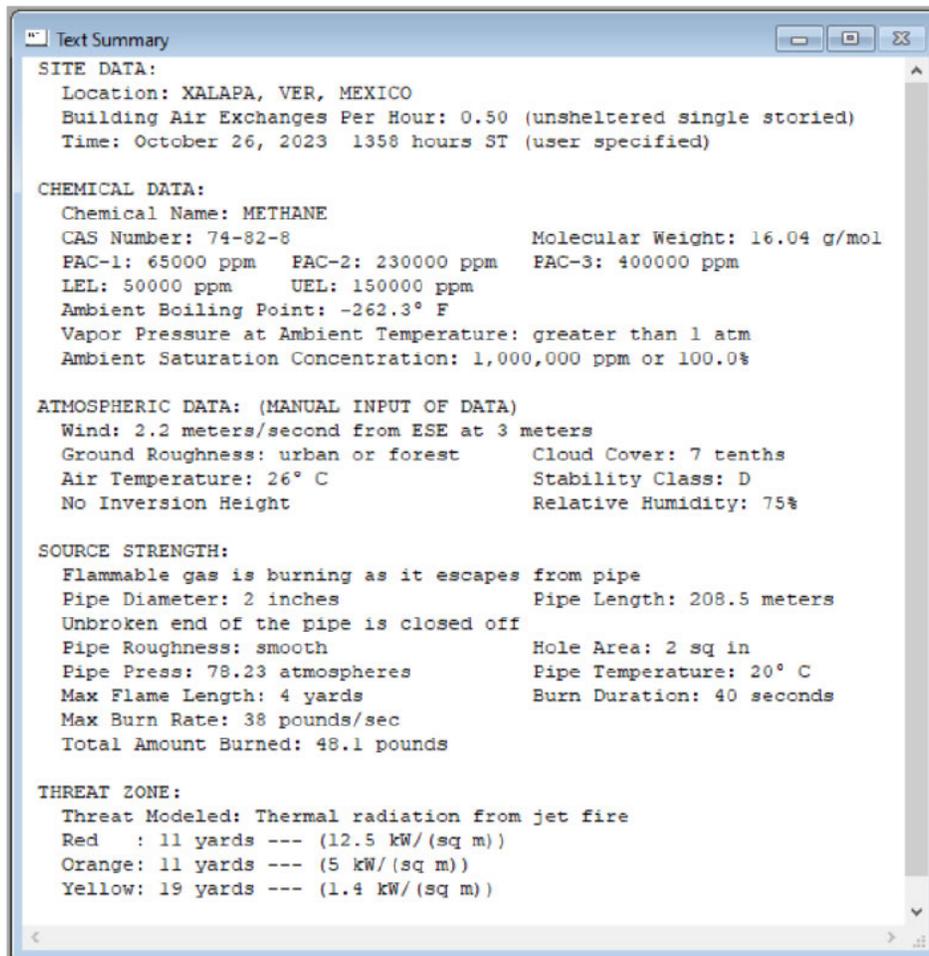
**Tabla 41. Radios de afectación por toxicidad en escenario 5.**

Zona	Dispersión Tóxica (ppm)	Radios de afectación (m)	Daño causado
<b>Roja</b>	400000 ppm	9.96	Zona de alto riesgo a equipos
<b>Naranja</b>	230000 ppm	0	Zona de alto riesgo
<b>Amarilla</b>	65000 ppm	1.92	Zona de amortiguamiento

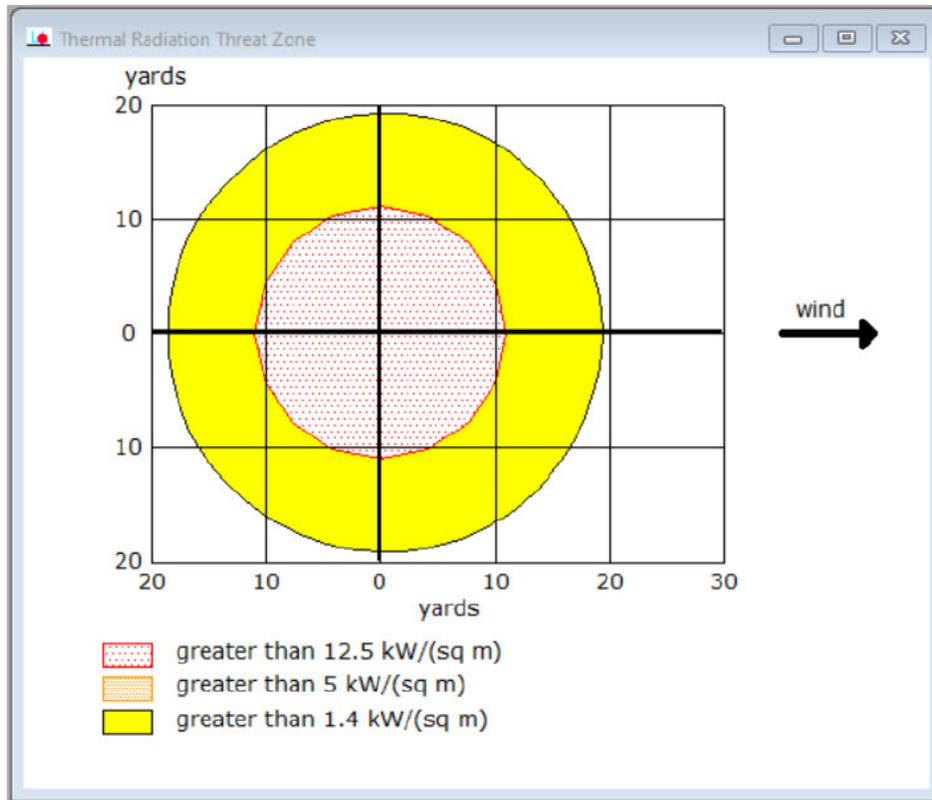
En este escenario, se modeló una fuga al 100 % de gas natural, en donde se pudiese suscitar cualquiera de los 3 tipos de incidentes que se han manejado, quedando lo siguiente:

### Escenario 6. Fuga en el sistema de transporte de gas natural en zona escolar de Xalapa, a causa de mantenimiento por parte del municipio.

#### Jet fire (chorro de fuego).



## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

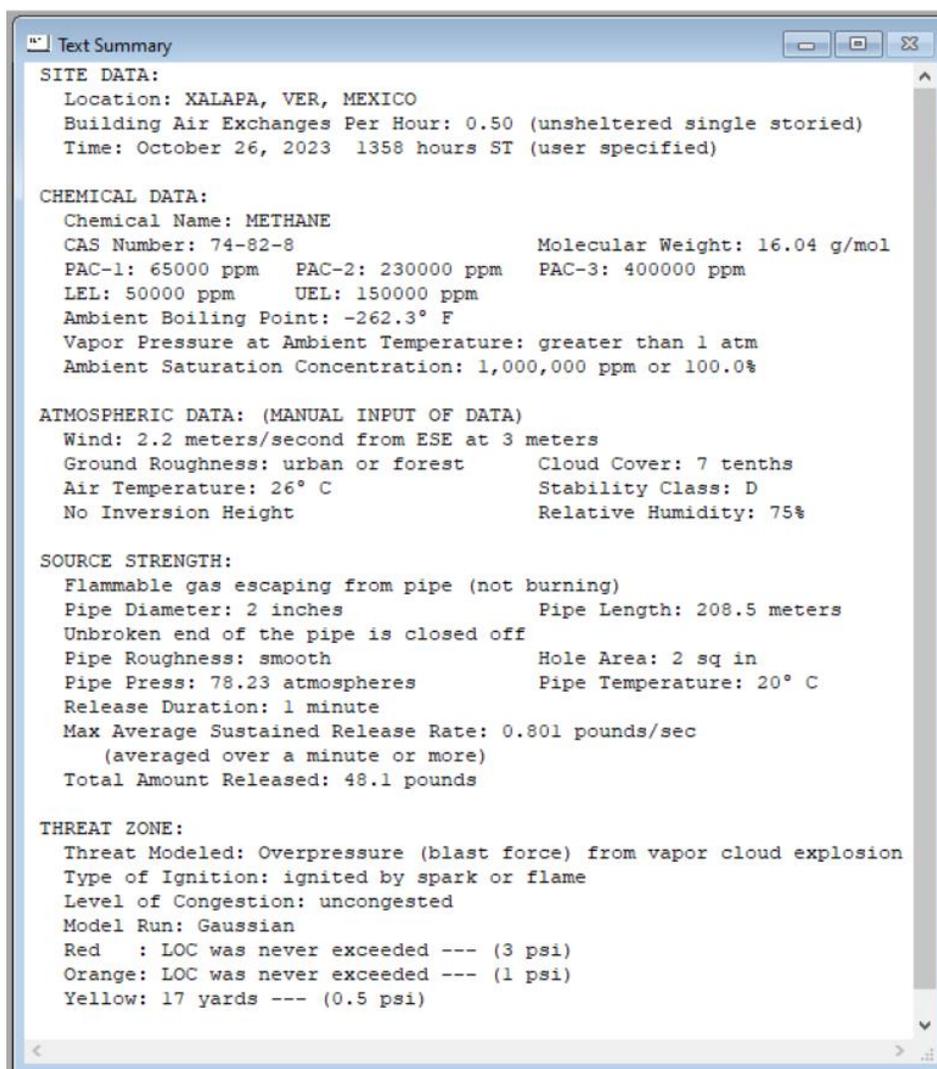


En este primer caso de ocurrencia de un jet fire, se obtuvieron los siguientes datos.

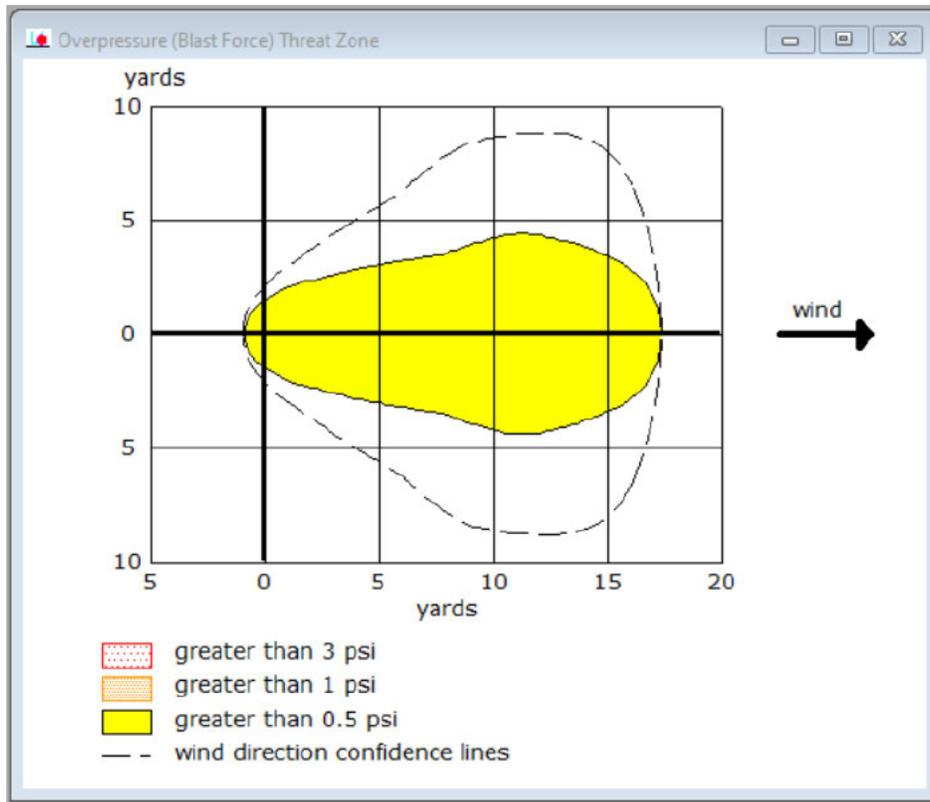
**Tabla 42. Radios de afectación por jet fire en escenario 6.**

Zona	Radiación (kW/m <sup>2</sup> )	Radios de afectación (m)	Daño causado
<b>Roja</b>	12.5 kW/m <sup>2</sup>	10.05	Zona de alto Riesgo a Equipos
<b>Naranja</b>	5.0 kW/m <sup>2</sup>	0	Zona de alto Riesgo
<b>Amarilla</b>	1.4 kW/m <sup>2</sup>	7.31	Zona de Amortiguamiento

## Explosión por sobrepresión



## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”



En el caso de una explosión por sobrepresión, a causa de una fuga al 100 %, las modelaciones arrojaron los siguientes radios:

**Tabla 43. Radios de afectación por sobrepresión en escenario 6.**

Zona	Radiación (kW/m <sup>2</sup> )	Radios de afectación (m)	Daño causado
<b>Roja</b>	3-10 lb/pg <sup>2</sup>	El nivel de peligro no fue superado	Zona de alto Riesgo a Equipos
<b>Naranja</b>	1 lb/pg <sup>2</sup>	El nivel de peligro no fue superado	Zona de alto Riesgo
<b>Amarilla</b>	0.5 lb/pg <sup>2</sup>	15.54	Zona de Amortiguamiento

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos "Xalapa"

### Nube de dispersión tóxica

```
Text Summary
SITE DATA:
  Location: XALAPA, VER, MEXICO
  Building Air Exchanges Per Hour: 0.50 (unsheltered single storied)
  Time: October 26, 2023 1358 hours ST (user specified)

CHEMICAL DATA:
  Chemical Name: METHANE
  CAS Number: 74-82-8
  Molecular Weight: 16.04 g/mol
  PAC-1: 65000 ppm PAC-2: 230000 ppm PAC-3: 400000 ppm
  LEL: 50000 ppm UEL: 150000 ppm
  Ambient Boiling Point: -262.3° F
  Vapor Pressure at Ambient Temperature: greater than 1 atm
  Ambient Saturation Concentration: 1,000,000 ppm or 100.0%

ATMOSPHERIC DATA: (MANUAL INPUT OF DATA)
  Wind: 2.2 meters/second from ESE at 3 meters
  Ground Roughness: urban or forest Cloud Cover: 7 tenths
  Air Temperature: 26° C Stability Class: D
  No Inversion Height Relative Humidity: 75%

SOURCE STRENGTH:
  Flammable gas escaping from pipe (not burning)
  Pipe Diameter: 2 inches Pipe Length: 208.5 meters
  Unbroken end of the pipe is closed off
  Pipe Roughness: smooth Hole Area: 2 sq in
  Pipe Press: 78.23 atmospheres Pipe Temperature: 20° C
  Release Duration: 1 minute
  Max Average Sustained Release Rate: 0.801 pounds/sec
  (averaged over a minute or more)
  Total Amount Released: 48.1 pounds

THREAT ZONE:
  Model Run: Gaussian
  Red : less than 10 meters(10.9 yards) --- (400000 ppm = PAC-3)
  Note: Threat zone was not drawn because effects of near-field patchiness
  make dispersion predictions less reliable for short distances.
  Orange: less than 10 meters(10.9 yards) --- (230000 ppm = PAC-2)
  Note: Threat zone was not drawn because effects of near-field patchiness
  make dispersion predictions less reliable for short distances.
  Yellow: 12 yards --- (65000 ppm = PAC-1)
  Note: Threat zone was not drawn because effects of near-field patchiness
  make dispersion predictions less reliable for short distances.
```

```
Toxic Threat Zone

Model Run: Gaussian
Red : less than 10 meters(10.9 yards) --- (400000 ppm = PAC-3)
Note: Threat zone was not drawn because effects of near-field patchiness
make dispersion predictions less reliable for short distances.
Orange: less than 10 meters(10.9 yards) --- (230000 ppm = PAC-2)
Note: Threat zone was not drawn because effects of near-field patchiness
make dispersion predictions less reliable for short distances.
Yellow: 12 yards --- (65000 ppm = PAC-1)
Note: Threat zone was not drawn because effects of near-field patchiness
make dispersion predictions less reliable for short distances.
```

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos "Xalapa"

Aunque el escenario modelado tiene una fuga del 100 %, las afectaciones por dispersión toxica no son distintas a las antes vistas.

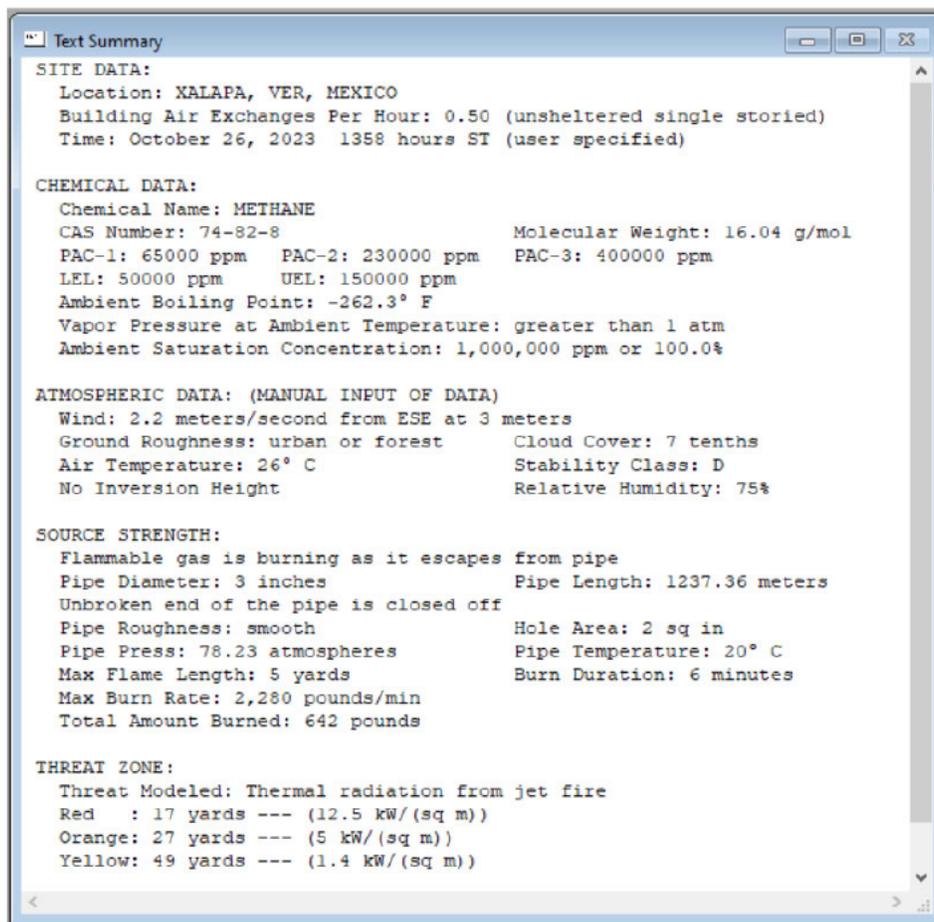
**Tabla 44. Radios de afectación por toxicidad en escenario 6.**

Zona	Dispersión Tóxica (ppm)	Radios de afectación (m)	Daño causado
<b>Roja</b>	400000 ppm	9.96	Zona de alto riesgo a equipos
<b>Naranja</b>	230000 ppm	0	Zona de alto riesgo
<b>Amarilla</b>	65000 ppm	1.00	Zona de amortiguamiento

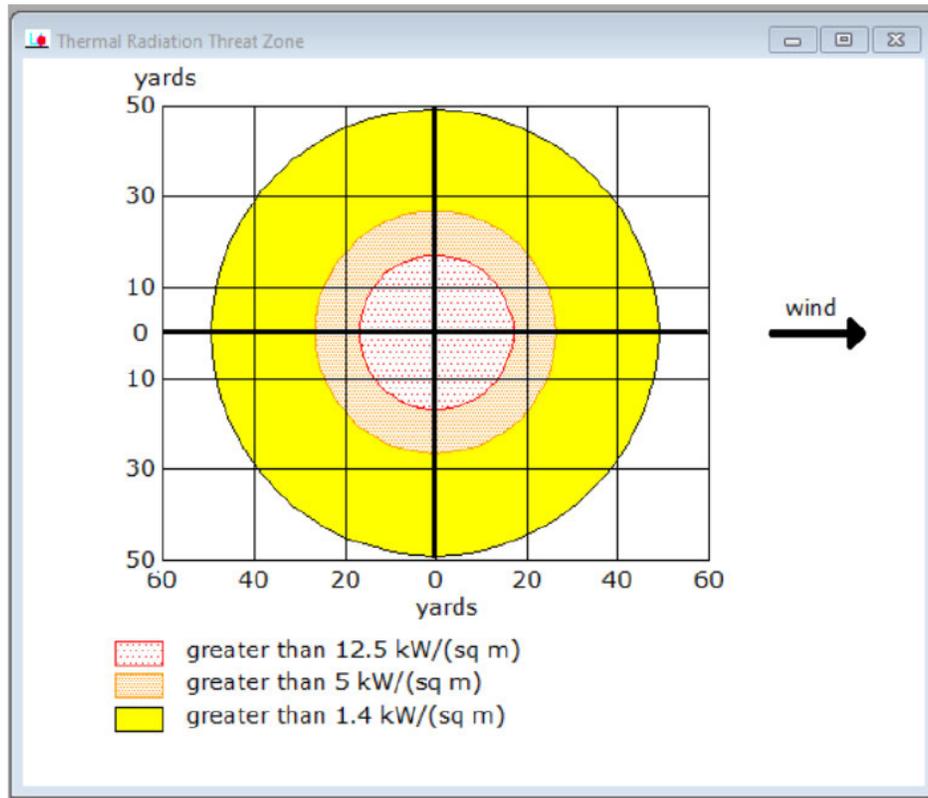
Este escenario, fue proyectado a ocurrir en una estación de regulación y medición, en donde los escenarios tendrían las siguientes características y grados de afectación:

### Escenario 7. Fuga de gas natural en la ERM 13 (Xalapa) por error de mantenimiento.

**Jet fire (chorro de fuego).**



## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”



la siguiente tabla, muestra los radios de afectación que se tendrían a causa de un jet fire:

**Tabla 45. Radios de afectación por jet fire en escenario 7.**

Zona	Radiación (kW/m <sup>2</sup> )	Radios de afectación (m)	Daño causado
<b>Roja</b>	12.5 kW/m <sup>2</sup>	15.54	Zona de alto Riesgo a Equipos
<b>Naranja</b>	5.0 kW/m <sup>2</sup>	10.97	Zona de alto Riesgo
<b>Amarilla</b>	1.4 kW/m <sup>2</sup>	20.11	Zona de Amortiguamiento

## Explosión por sobrepresión

```
Text Summary
SITE DATA:
  Location: XALAPA, VER, MEXICO
  Building Air Exchanges Per Hour: 0.50 (unsheltered single storied)
  Time: October 26, 2023 1358 hours ST (user specified)

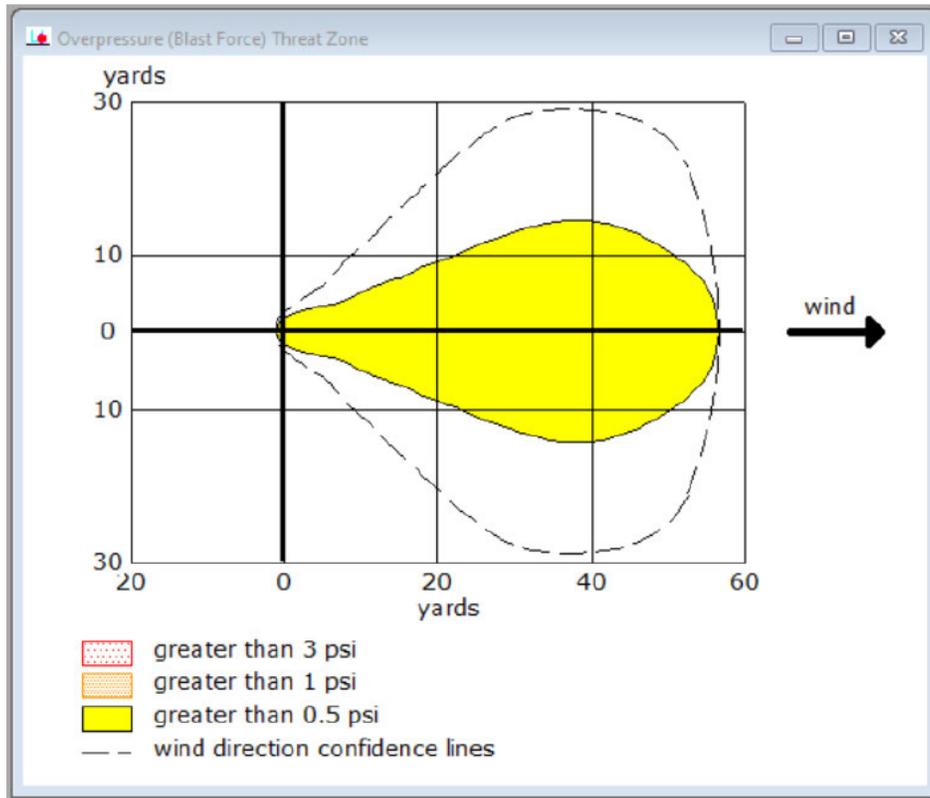
CHEMICAL DATA:
  Chemical Name: METHANE
  CAS Number: 74-82-8
  Molecular Weight: 16.04 g/mol
  PAC-1: 65000 ppm   PAC-2: 230000 ppm   PAC-3: 400000 ppm
  LEL: 50000 ppm   UEL: 150000 ppm
  Ambient Boiling Point: -262.3° F
  Vapor Pressure at Ambient Temperature: greater than 1 atm
  Ambient Saturation Concentration: 1,000,000 ppm or 100.0%

ATMOSPHERIC DATA: (MANUAL INPUT OF DATA)
  Wind: 2.2 meters/second from ESE at 3 meters
  Ground Roughness: urban or forest   Cloud Cover: 7 tenths
  Air Temperature: 26° C   Stability Class: D
  No Inversion Height   Relative Humidity: 75%

SOURCE STRENGTH:
  Flammable gas escaping from pipe (not burning)
  Pipe Diameter: 3 inches   Pipe Length: 1237.36 meters
  Unbroken end of the pipe is closed off
  Pipe Roughness: smooth   Hole Area: 2 sq in
  Pipe Press: 78.23 atmospheres   Pipe Temperature: 20° C
  Release Duration: 6 minutes
  Max Average Sustained Release Rate: 547 pounds/min
  (averaged over a minute or more)
  Total Amount Released: 642 pounds

THREAT ZONE:
  Threat Modeled: Overpressure (blast force) from vapor cloud explosion
  Type of Ignition: ignited by spark or flame
  Level of Congestion: uncongested
  Model Run: Gaussian
  Red : LOC was never exceeded --- (3 psi)
  Orange: LOC was never exceeded --- (1 psi)
  Yellow: 57 yards --- (0.5 psi)
```

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”



En este escenario, solo se identificó una zona en la cual se proyectaron los daños a causa de la explosión por sobrepresión:

**Tabla 46. Radios de afectación por sobrepresión en escenario 7.**

Zona	Radiación (kW/m <sup>2</sup> )	Radios de afectación (m)	Daño causado
<b>Roja</b>	3-10 lb/pg <sup>2</sup>	El nivel de peligro no fue superado	Zona de alto Riesgo a Equipos
<b>Naranja</b>	1 lb/pg <sup>2</sup>	El nivel de peligro no fue superado	Zona de alto Riesgo
<b>Amarilla</b>	0.5 lb/pg <sup>2</sup>	52.12	Zona de Amortiguamiento

Nube de dispersión tóxica

```
Text Summary
SITE DATA:
Location: XALAPA, VER, MEXICO
Building Air Exchanges Per Hour: 0.50 (unsheltered single storied)
Time: October 26, 2023 1358 hours ST (user specified)

CHEMICAL DATA:
Chemical Name: METHANE
CAS Number: 74-82-8 Molecular Weight: 16.04 g/mol
PAC-1: 65000 ppm PAC-2: 230000 ppm PAC-3: 400000 ppm
LEL: 50000 ppm UEL: 150000 ppm
Ambient Boiling Point: -262.3° F
Vapor Pressure at Ambient Temperature: greater than 1 atm
Ambient Saturation Concentration: 1,000,000 ppm or 100.0%

ATMOSPHERIC DATA: (MANUAL INPUT OF DATA)
Wind: 2.2 meters/second from ESE at 3 meters
Ground Roughness: urban or forest Cloud Cover: 7 tenths
Air Temperature: 26° C Stability Class: D
No Inversion Height Relative Humidity: 75%

SOURCE STRENGTH:
Flammable gas escaping from pipe (not burning)
Pipe Diameter: 3 inches Pipe Length: 1237.36 meters
Unbroken end of the pipe is closed off
Pipe Roughness: smooth Hole Area: 2 sq in
Pipe Press: 78.23 atmospheres Pipe Temperature: 20° C
Release Duration: 6 minutes
Max Average Sustained Release Rate: 547 pounds/min
(averaged over a minute or more)
Total Amount Released: 642 pounds

THREAT ZONE:
Model Run: Gaussian
Red : 16 yards --- (400000 ppm = PAC-3)
Note: Threat zone was not drawn because effects of near-field patchiness
make dispersion predictions less reliable for short distances.
Orange: 20 yards --- (230000 ppm = PAC-2)
Note: Threat zone was not drawn because effects of near-field patchiness
make dispersion predictions less reliable for short distances.
Yellow: 39 yards --- (65000 ppm = PAC-1)
Note: Threat zone was not drawn because effects of near-field patchiness
make dispersion predictions less reliable for short distances.
```

```
Toxic Threat Zone

Model Run: Gaussian
Red : 16 yards --- (400000 ppm = PAC-3)
Note: Threat zone was not drawn because effects of near-field patchiness
make dispersion predictions less reliable for short distances.
Orange: 20 yards --- (230000 ppm = PAC-2)
Note: Threat zone was not drawn because effects of near-field patchiness
make dispersion predictions less reliable for short distances.
Yellow: 39 yards --- (65000 ppm = PAC-1)
Note: Threat zone was not drawn because effects of near-field patchiness
make dispersion predictions less reliable for short distances.
```

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

La nube de dispersión toxica, tuvo los siguientes resultados de radios de afectación:

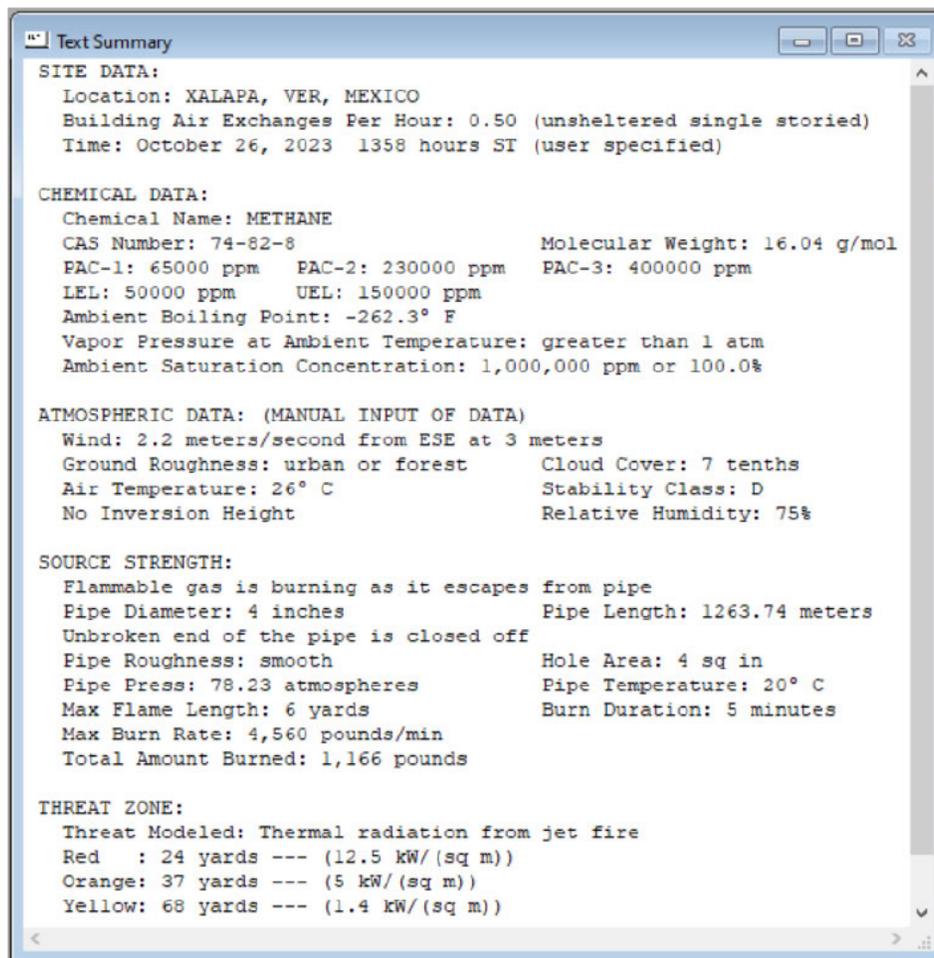
**Tabla 47. Radios de afectación por toxicidad en escenario 7.**

Zona	Dispersión Tóxica (ppm)	Radios de afectación (m)	Daño causado
<b>Roja</b>	400000 ppm	14.63	Zona de alto riesgo a equipos
<b>Naranja</b>	230000 ppm	3.65	Zona de alto riesgo
<b>Amarilla</b>	65000 ppm	17.37	Zona de amortiguamiento

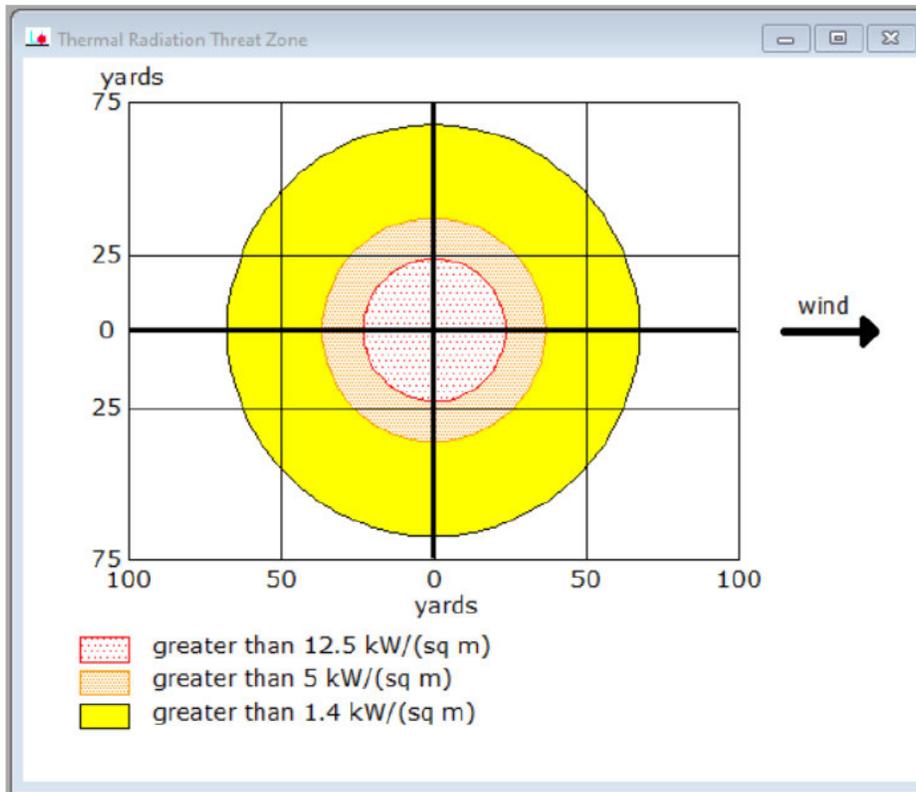
Este fue uno de los casos que presentó altos radios de afectación

### **Escenario 8. Daño total a tubería de gas natural en la zona de afluencia “Parque Los Berros” por mantenimiento vial.**

**Jet fire (chorro de fuego).**



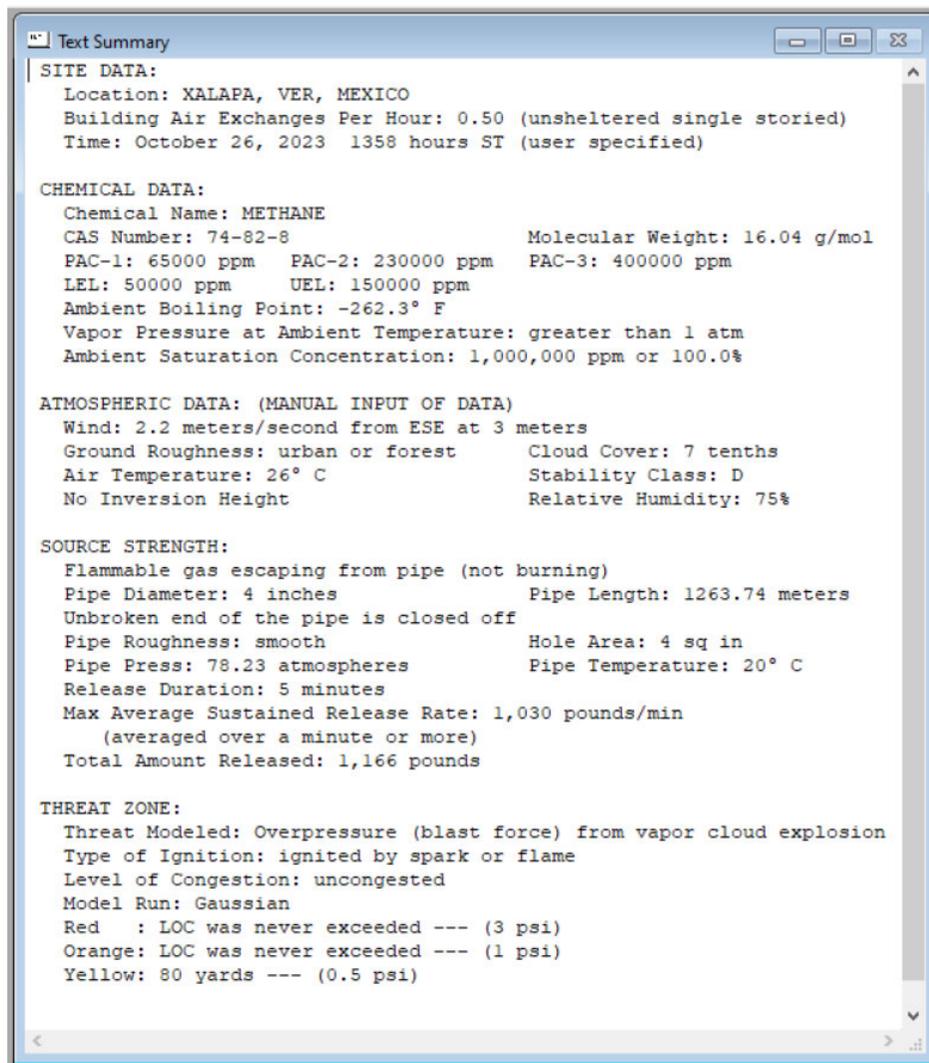
## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos "Xalapa"



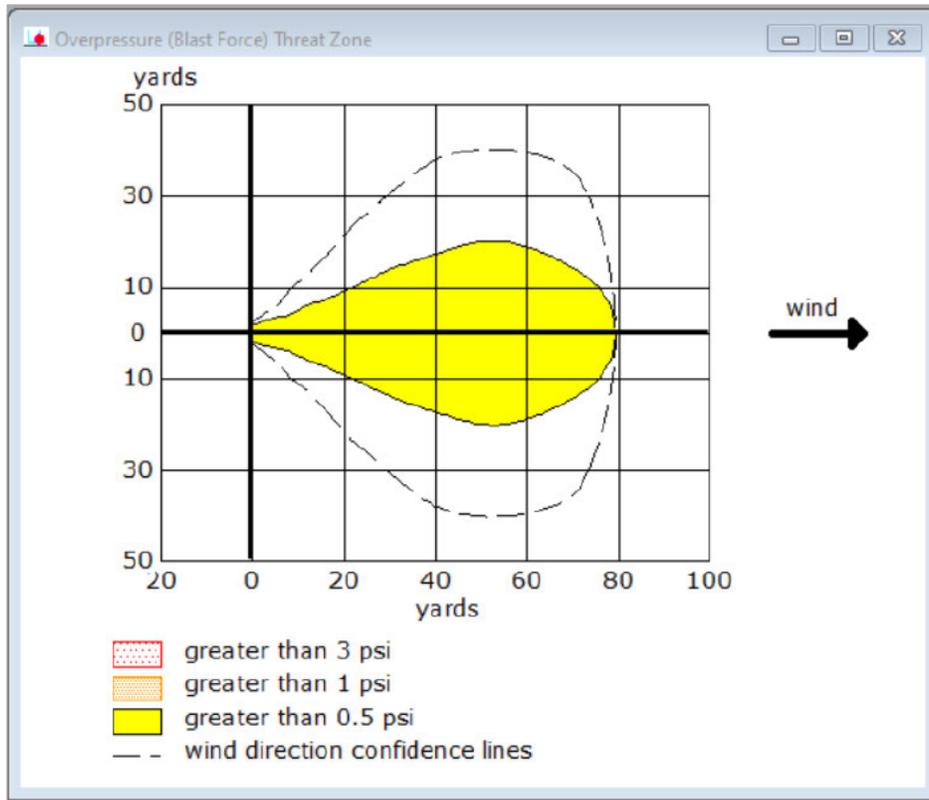
**Tabla 48. Radios de afectación por jet fire en escenario 8.**

Zona	Radiación (kW/m <sup>2</sup> )	Radios de afectación (m)	Daño causado
<b>Roja</b>	12.5 kW/m <sup>2</sup>	21.94	Zona de alto Riesgo a Equipos
<b>Naranja</b>	5.0 kW/m <sup>2</sup>	11.88	Zona de alto Riesgo
<b>Amarilla</b>	1.4 kW/m <sup>2</sup>	28.34	Zona de Amortiguamiento

## Explosión por sobrepresión



## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”



los radios de afectación se presentan a continuación, que en este caso solo hubo daños en la zona de amortiguamiento.

**Tabla 49. Radios de afectación por sobrepresión en escenario 8.**

Zona	Radiación (kW/m <sup>2</sup> )	Radios de afectación (m)	Daño causado
<b>Roja</b>	3-10 lb/pg <sup>2</sup>	El nivel de peligro no fue superado	Zona de alto Riesgo a Equipos
<b>Naranja</b>	1 lb/pg <sup>2</sup>	El nivel de peligro no fue superado	Zona de alto Riesgo
<b>Amarilla</b>	0.5 lb/pg <sup>2</sup>	73.15	Zona de Amortiguamiento

Nube de dispersión tóxica

```
Text Summary
SITE DATA:
Location: XALAPA, VER, MEXICO
Building Air Exchanges Per Hour: 0.50 (unsheltered single storied)
Time: October 26, 2023 1358 hours ST (user specified)

CHEMICAL DATA:
Chemical Name: METHANE
CAS Number: 74-82-8 Molecular Weight: 16.04 g/mol
PAC-1: 65000 ppm PAC-2: 230000 ppm PAC-3: 400000 ppm
LEL: 50000 ppm UEL: 150000 ppm
Ambient Boiling Point: -262.3° F
Vapor Pressure at Ambient Temperature: greater than 1 atm
Ambient Saturation Concentration: 1,000,000 ppm or 100.0%

ATMOSPHERIC DATA: (MANUAL INPUT OF DATA)
Wind: 2.2 meters/second from ESE at 3 meters
Ground Roughness: urban or forest Cloud Cover: 7 tenths
Air Temperature: 26° C Stability Class: D
No Inversion Height Relative Humidity: 75%

SOURCE STRENGTH:
Flammable gas escaping from pipe (not burning)
Pipe Diameter: 4 inches Pipe Length: 1263.74 meters
Unbroken end of the pipe is closed off
Pipe Roughness: smooth Hole Area: 4 sq in
Pipe Press: 78.23 atmospheres Pipe Temperature: 20° C
Release Duration: 5 minutes
Max Average Sustained Release Rate: 1,030 pounds/min
(averaged over a minute or more)
Total Amount Released: 1,166 pounds

THREAT ZONE:
Model Run: Gaussian
Red : 22 yards --- (400000 ppm = PAC-3)
Note: Threat zone was not drawn because effects of near-field patchiness
make dispersion predictions less reliable for short distances.
Orange: 28 yards --- (230000 ppm = PAC-2)
Note: Threat zone was not drawn because effects of near-field patchiness
make dispersion predictions less reliable for short distances.
Yellow: 54 yards --- (65000 ppm = PAC-1)
Note: Threat zone was not drawn because effects of near-field patchiness
make dispersion predictions less reliable for short distances.
```

```
Toxic Threat Zone

Model Run: Gaussian
Red : 22 yards --- (400000 ppm = PAC-3)
Note: Threat zone was not drawn because effects of near-field patchiness
make dispersion predictions less reliable for short distances.
Orange: 28 yards --- (230000 ppm = PAC-2)
Note: Threat zone was not drawn because effects of near-field patchiness
make dispersion predictions less reliable for short distances.
Yellow: 54 yards --- (65000 ppm = PAC-1)
Note: Threat zone was not drawn because effects of near-field patchiness
make dispersion predictions less reliable for short distances.
```

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

Los radios se presentan en la siguiente tabla, así mismo cabe destacar que la dirección de la dispersión es acorde a la dirección en la cual el viento proviene y se dirige al momento del incidente.

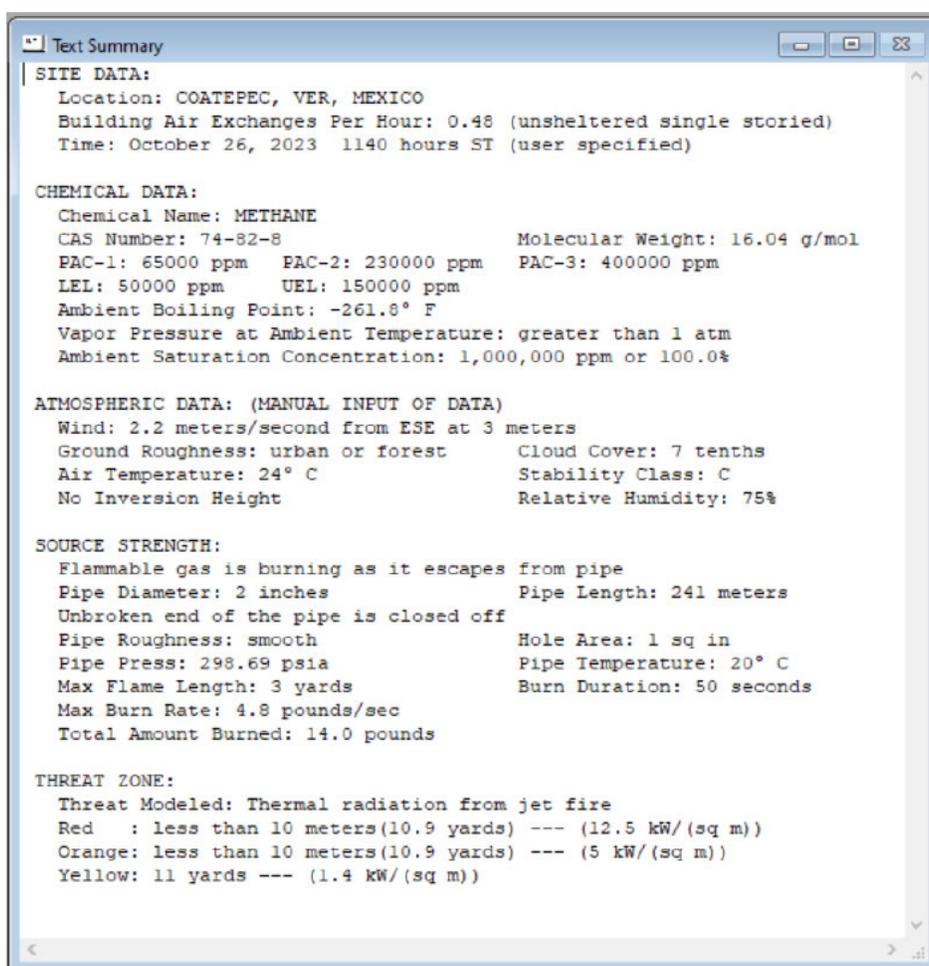
**Tabla 50. Radios de afectación por toxicidad en escenario 8.**

Zona	Dispersión Tóxica (ppm)	Radios de afectación (m)	Daño causado
<b>Roja</b>	400000 ppm	20.11	Zona de alto riesgo a equipos
<b>Naranja</b>	230000 ppm	5.48	Zona de alto riesgo
<b>Amarilla</b>	65000 ppm	23.77	Zona de amortiguamiento

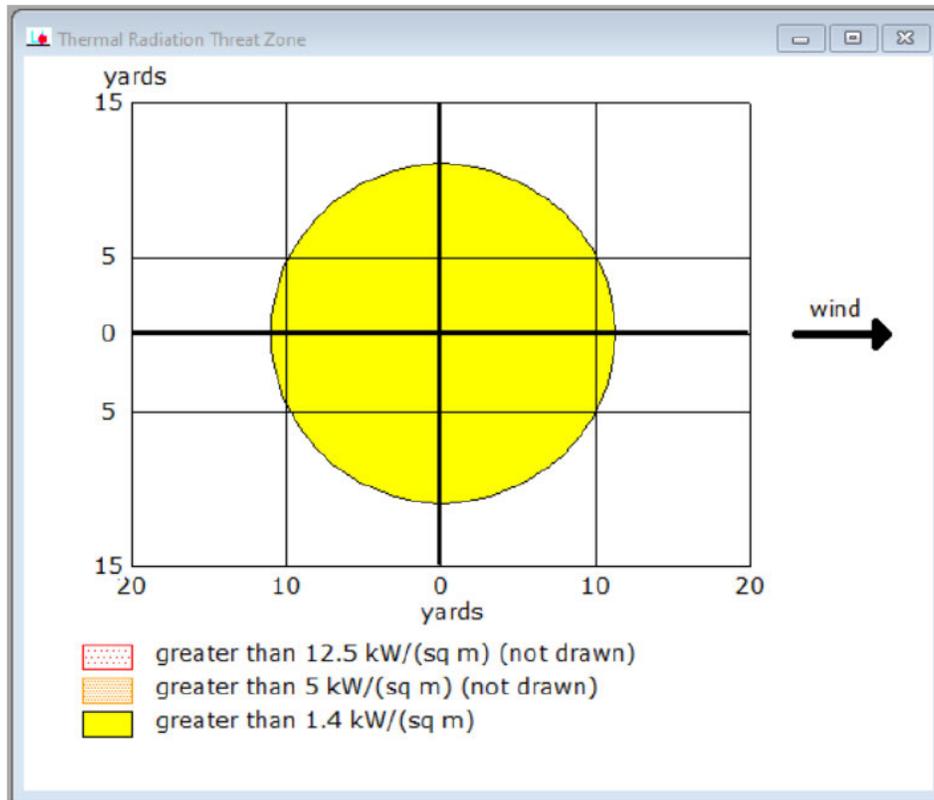
Este último escenario modelado contempla los siguientes tipos de incidentes a ocurrir y muestra los grados de afectación.

### Escenario 9. Golpe y fuga de gas natural en válvula de seccionamiento (V.S. 26) por mantenimiento.

#### **Jet fire (chorro de fuego).**



## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”



En el caso de jet fire, solo se presentó una sola área con afectación, la cual es zona de amortiguamiento lo cual se muestra a continuación:

**Tabla 51. Radios de afectación por jet fire en escenario 9.**

Zona	Radiación (kW/m <sup>2</sup> )	Radios de afectación (m)	Daño causado
<b>Roja</b>	12.5 kW/m <sup>2</sup>	0	Zona de alto Riesgo a Equipos
<b>Naranja</b>	5.0 kW/m <sup>2</sup>	0	Zona de alto Riesgo
<b>Amarilla</b>	1.4 kW/m <sup>2</sup>	11.05	Zona de Amortiguamiento

## Explosión por sobrepresión

```
Text Summary
SITE DATA:
Location: COATEPEC, VER, MEXICO
Building Air Exchanges Per Hour: 0.48 (unsheltered single storied)
Time: October 26, 2023 1140 hours ST (user specified)

CHEMICAL DATA:
Chemical Name: METHANE
CAS Number: 74-82-8 Molecular Weight: 16.04 g/mol
PAC-1: 65000 ppm PAC-2: 230000 ppm PAC-3: 400000 ppm
LEL: 50000 ppm UEL: 150000 ppm
Ambient Boiling Point: -261.8° F
Vapor Pressure at Ambient Temperature: greater than 1 atm
Ambient Saturation Concentration: 1,000,000 ppm or 100.0%

ATMOSPHERIC DATA: (MANUAL INPUT OF DATA)
Wind: 2.2 meters/second from ESE at 3 meters
Ground Roughness: urban or forest Cloud Cover: 7 tenths
Air Temperature: 24° C Stability Class: C
No Inversion Height Relative Humidity: 75%

SOURCE STRENGTH:
Flammable gas escaping from pipe (not burning)
Pipe Diameter: 2 inches Pipe Length: 241 meters
Unbroken end of the pipe is closed off
Pipe Roughness: smooth Hole Area: 1 sq in
Pipe Press: 298.69 psia Pipe Temperature: 20° C
Release Duration: 1 minute
Max Average Sustained Release Rate: 0.233 pounds/sec
(averaged over a minute or more)
Total Amount Released: 14.0 pounds

THREAT ZONE:
Threat Modeled: Overpressure (blast force) from vapor cloud explosion
Type of Ignition: ignited by spark or flame
Level of Congestion: uncongested
Model Run: Gaussian
No explosion: no part of the cloud is above the LEL at any time
```

```
Overpressure (Blast Force) Threat Zone

Threat Modeled: Overpressure (blast force) from vapor cloud explosion
Type of Ignition: ignited by spark or flame
Level of Congestion: uncongested
Model Run: Gaussian
No explosion: no part of the cloud is above the LEL at any time
```

De acuerdo a las características de la tubería, y la cantidad liberada de gas natural, no se alcanzaron los niveles críticos, y que estos causen daños, por lo cual la sustancia modelada se dispararía en el ambiente sin causar explosión alguna.

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos "Xalapa"

### Nube de dispersión tóxica

Text Summary

**SITE DATA:**  
Location: COATEPEC, VER, MEXICO  
Building Air Exchanges Per Hour: 0.48 (unsheltered single storied)  
Time: October 26, 2023 1140 hours ST (user specified)

**CHEMICAL DATA:**  
Chemical Name: METHANE  
CAS Number: 74-82-8 Molecular Weight: 16.04 g/mol  
PAC-1: 65000 ppm PAC-2: 230000 ppm PAC-3: 400000 ppm  
LEL: 50000 ppm UEL: 150000 ppm  
Ambient Boiling Point: -261.8° F  
Vapor Pressure at Ambient Temperature: greater than 1 atm  
Ambient Saturation Concentration: 1,000,000 ppm or 100.0%

**ATMOSPHERIC DATA: (MANUAL INPUT OF DATA)**  
Wind: 2.2 meters/second from ESE at 3 meters  
Ground Roughness: urban or forest Cloud Cover: 7 tenths  
Air Temperature: 24° C Stability Class: C  
No Inversion Height Relative Humidity: 75%

**SOURCE STRENGTH:**  
Flammable gas escaping from pipe (not burning)  
Pipe Diameter: 2 inches Pipe Length: 241 meters  
Unbroken end of the pipe is closed off  
Pipe Roughness: smooth Hole Area: 1 sq in  
Pipe Press: 298.69 psia Pipe Temperature: 20° C  
Release Duration: 1 minute  
Max Average Sustained Release Rate: 0.233 pounds/sec  
(averaged over a minute or more)  
Total Amount Released: 14.0 pounds

**THREAT ZONE:**  
Model Run: Gaussian  
Red : less than 10 meters(10.9 yards) --- (400000 ppm = PAC-3)  
Note: Threat zone was not drawn because effects of near-field patchiness  
make dispersion predictions less reliable for short distances.  
Orange: less than 10 meters(10.9 yards) --- (230000 ppm = PAC-2)  
Note: Threat zone was not drawn because effects of near-field patchiness  
make dispersion predictions less reliable for short distances.  
Yellow: less than 10 meters(10.9 yards) --- (65000 ppm = PAC-1)  
Note: Threat zone was not drawn because effects of near-field patchiness  
make dispersion predictions less reliable for short distances.

Toxic Threat Zone

Model Run: Gaussian  
Red : less than 10 meters(10.9 yards) --- (400000 ppm = PAC-3)  
Note: Threat zone was not drawn because effects of near-field patchiness  
make dispersion predictions less reliable for short distances.  
Orange: less than 10 meters(10.9 yards) --- (230000 ppm = PAC-2)  
Note: Threat zone was not drawn because effects of near-field patchiness  
make dispersion predictions less reliable for short distances.  
Yellow: less than 10 meters(10.9 yards) --- (65000 ppm = PAC-1)  
Note: Threat zone was not drawn because effects of near-field patchiness  
make dispersion predictions less reliable for short distances.

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

En el escenario simulado para la generación de una nube de dispersión tóxica, debido al calibre bajo de tubería que es de 2 pulgadas y la tasa de liberación, no representaron un riesgo latente, misma razón por la cual no se graficó la dispersión.

### Interacciones De Riesgo

En este apartado, se aborda un resumen breve de cada escenario, en donde se hace mención de los rangos de afectación ocurridos en cada tipo de incidente, cabe recalcar que existe similitud entre algunos de los escenarios simulados, debido a que comparten similitudes, como lo pueden ser variantes de especificaciones de la tubería, condiciones ambientales, diámetros de fuga y por ende la modelación suele compartir algunas características.

Otro punto a tomar en cuenta es que se modelaron 3 escenarios con una ruptura del ramal en un 100 %, esto con el fin de mostrar que pasaría en un escenario considerado el más catastrófico.

Con el afán de mostrar las situaciones que contemplen un riesgo mayor, solo se hará énfasis en los escenarios que de acuerdo a sus condiciones hayan presentado daños más grandes, esto con base a las simulaciones realizadas.

### Escenario 1. Fuga de gas en la interconexión con City Gate Xalapa

De acuerdo a los 3 posibles accidentes que se pudiesen tener, en el que los daños son más significativos es en el de jet fire, en donde se obtuvo lo siguiente:

Tabla 52. Radios de afectación por jet fire.

Zona	Radiación (kW/m <sup>2</sup> )	Radios de afectación (m)	Daño causado
<b>Roja</b>	12.5 kW/m <sup>2</sup>	20.11	Zona de alto Riesgo a Equipos
<b>Naranja</b>	5.0 kW/m <sup>2</sup>	10.97	Zona de alto Riesgo
<b>Amarilla</b>	1.4 kW/m <sup>2</sup>	26.51	Zona de Amortiguamiento

### Escenario 2. Golpe, ruptura o daño a tubería de gas natural en cruce carretero por mantenimiento vial.

en este caso, los daños por el jet fire, también fueron superiores a explosión por sobrepresión y nube de dispersión toxica.

Se presenta la tabla de resumen para el jet fire modelado en el escenario 2:

Tabla 53. Radios de afectación por jet fire.

Zona	Radiación (kW/m <sup>2</sup> )	Radios de afectación (m)	Daño causado
<b>Roja</b>	12.5 kW/m <sup>2</sup>	10.05	Zona de alto Riesgo a Equipos
<b>Naranja</b>	5.0 kW/m <sup>2</sup>	2.74	Zona de alto Riesgo
<b>Amarilla</b>	1.4 kW/m <sup>2</sup>	10.05	Zona de Amortiguamiento

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

### Escenario 3. Fuga de gas natural en ERM (cliente industrial 013) por error en mantenimiento.

Aunque en el escenario 3 los resultados no son considerados a un grado catastrófico, esto debido a que los rangos de alcance por el jet fire son relativamente cortos, de las modelaciones realizadas en este escenario es el que alcanzo a cubrir las 3 zonas de afectación como la tabla siguiente lo muestra.

Tabla 54. Radios de afectación por jet fire.

Zona	Radiación (kW/m <sup>2</sup> )	Radios de afectación (m)	Daño causado
<b>Roja</b>	12.5 kW/m <sup>2</sup>	10.05	Zona de alto Riesgo a Equipos
<b>Naranja</b>	5.0 kW/m <sup>2</sup>	0.91	Zona de alto Riesgo
<b>Amarilla</b>	1.4 kW/m <sup>2</sup>	9.14	Zona de Amortiguamiento

También se muestran los radios de afectación por la nube de dispersión toxica que, aunque son menores que jet fire, en este apartado si son un poco más notorios.

Tabla 55. Radios de afectación por NDT.

Zona	Dispersión Tóxica (ppm)	Radios de afectación (m)	Daño causado
<b>Roja</b>	400000 ppm	9.96	Zona de alto riesgo a equipos
<b>Naranja</b>	230000 ppm	0	Zona de alto riesgo
<b>Amarilla</b>	65000 ppm	3.65	Zona de amortiguamiento

### Escenario 4. Ruptura de sistema de transporte de gas natural por uso de maquinaria pesada por mantenimiento en vías férreas.

En este supuesto, se muestran los daños por dos tipos de incidentes, que son jet fire y nube de dispersión toxica, debido a que son los que alcanzaron radios mayores de afectación.

La primera tabla corresponde a jet fire y la segunda a NDT.

Tabla 56. Radios de afectación por jet fire.

Zona	Radiación (kW/m <sup>2</sup> )	Radios de afectación (m)	Daño causado
<b>Roja</b>	12.5 kW/m <sup>2</sup>	0	Zona de alto Riesgo a Equipos
<b>Naranja</b>	5.0 kW/m <sup>2</sup>	14.63	Zona de alto Riesgo
<b>Amarilla</b>	1.4 kW/m <sup>2</sup>	11.88	Zona de Amortiguamiento

Tabla 57. Radios de afectación por NDT.

Zona	Dispersión Tóxica (ppm)	Radios de afectación (m)	Daño causado
<b>Roja</b>	400000 ppm	9.96	Zona de alto riesgo a equipos
<b>Naranja</b>	230000 ppm	0	Zona de alto riesgo
<b>Amarilla</b>	65000 ppm	6.49	Zona de amortiguamiento

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

### Escenario 5. Golpe, ruptura parcial o daño al sistema de transporte de gas natural a causa de mantenimiento o mejoras por parte del municipio.

Para este caso, se obtuvo que en la modelación de jet fire, no se alcanzó zona de alto riesgo a equipos, por lo cual quedo la tabla de la siguiente manera.

Tabla 58. Radios de afectación por jet fire.

Zona	Radiación (kW/m <sup>2</sup> )	Radios de afectación (m)	Daño causado
<b>Roja</b>	12.5 kW/m <sup>2</sup>	0	Zona de alto Riesgo a Equipos
<b>Naranja</b>	5.0 kW/m <sup>2</sup>	10.05	Zona de alto Riesgo
<b>Amarilla</b>	1.4 kW/m <sup>2</sup>	8.22	Zona de Amortiguamiento

Nuevamente el caso de explosión por sobrepresión tuvo valores bajos, y se incluye por su parte la tabla de NDT, con los siguientes valores.

Tabla 59. Radios de afectación por NDT.

Zona	Dispersión Tóxica (ppm)	Radios de afectación (m)	Daño causado
<b>Roja</b>	400000 ppm	9.96	Zona de alto riesgo a equipos
<b>Naranja</b>	230000 ppm	0	Zona de alto riesgo
<b>Amarilla</b>	65000 ppm	1.92	Zona de amortiguamiento

### Escenario 6. Fuga o daño al sistema de transporte de gas natural en zona escolar Xalapa, a causa de mantenimiento por parte del municipio.

Con las simulaciones realizadas para este escenario, en jet fire nuevamente se obtuvieron solo dos zonas, que son en este caso de alto riesgo a equipos y zona de amortiguamiento. Como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 60. Radios de afectación por jet fire.

Zona	Radiación (kW/m <sup>2</sup> )	Radios de afectación (m)	Daño causado
<b>Roja</b>	12.5 kW/m <sup>2</sup>	10.05	Zona de alto Riesgo a Equipos
<b>Naranja</b>	5.0 kW/m <sup>2</sup>	0	Zona de alto Riesgo
<b>Amarilla</b>	1.4 kW/m <sup>2</sup>	7.31	Zona de Amortiguamiento

Y los radios de NDT, son bajos, dado que los diámetros y tasas de liberación de gas natural para esta modelación son bajos.

Tabla 61. Radios de afectación por NDT.

Zona	Dispersión Tóxica (ppm)	Radios de afectación (m)	Daño causado
<b>Roja</b>	400000 ppm	9.96	Zona de alto riesgo a equipos
<b>Naranja</b>	230000 ppm	0	Zona de alto riesgo
<b>Amarilla</b>	65000 ppm	1.00	Zona de amortiguamiento

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

### Escenario 7. Fuga de gas natural en la ERM 13 (Xalapa) por error de mantenimiento.

Este escenario, fue modelado para una estación de regulación y medición, donde los escenarios arrojaron la siguiente información.

Rangos de afectación en jet fire.

Tabla 62. Radios de afectación por jet fire.

Zona	Radiación (kW/m <sup>2</sup> )	Radios de afectación (m)	Daño causado
<b>Roja</b>	12.5 kW/m <sup>2</sup>	15.54	Zona de alto Riesgo a Equipos
<b>Naranja</b>	5.0 kW/m <sup>2</sup>	10.97	Zona de alto Riesgo
<b>Amarilla</b>	1.4 kW/m <sup>2</sup>	20.11	Zona de Amortiguamiento

Tabla 63. Rangos de afectación por explosión por sobrepresión.

Zona	Radiación (kW/m <sup>2</sup> )	Radios de afectación (m)	Daño causado
<b>Roja</b>	3-10 lb/pg <sup>2</sup>	El nivel de peligro no fue superado	Zona de alto Riesgo a Equipos
<b>Naranja</b>	1 lb/pg <sup>2</sup>	El nivel de peligro no fue superado	Zona de alto Riesgo
<b>Amarilla</b>	0.5 lb/pg <sup>2</sup>	52.12	Zona de Amortiguamiento

Tabla 64. Rangos de afectación por NDT.

Zona	Dispersión Tóxica (ppm)	Radios de afectación (m)	Daño causado
<b>Roja</b>	400000 ppm	14.63	Zona de alto riesgo a equipos
<b>Naranja</b>	230000 ppm	3.65	Zona de alto riesgo
<b>Amarilla</b>	65000 ppm	17.37	Zona de amortiguamiento

### Escenario 8. Daño total a tubería de gas natural en la zona de afluencia “Parque Los Berros” por mantenimiento vial.

De los escenarios modelados hasta el momento, este es uno de los de gran importancia, dado que el nodo utilizado es una zona de afluencia llamado Parque Los Berros, donde la modelación se hizo al 100 %, es decir un escenario catastrófico. Del cual se obtuvieron los siguientes radios, para cada posible accidente.

Radios de afectación para jet fire.

Tabla 65. Radios de afectación por jet fire.

Zona	Radiación (kW/m <sup>2</sup> )	Radios de afectación (m)	Daño causado
<b>Roja</b>	12.5 kW/m <sup>2</sup>	21.94	Zona de alto Riesgo a Equipos
<b>Naranja</b>	5.0 kW/m <sup>2</sup>	11.88	Zona de alto Riesgo
<b>Amarilla</b>	1.4 kW/m <sup>2</sup>	28.34	Zona de Amortiguamiento

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

**Tabla 66.** Rangos de afectación por explosión por sobrepresión.

Zona	Radiación (kW/m <sup>2</sup> )	Radios de afectación (m)	Daño causado
<b>Roja</b>	3-10 lb/pg <sup>2</sup>	El nivel de peligro no fue superado	Zona de alto Riesgo a Equipos
<b>Naranja</b>	1 lb/pg <sup>2</sup>	El nivel de peligro no fue superado	Zona de alto Riesgo
<b>Amarilla</b>	0.5 lb/pg <sup>2</sup>	73.15	Zona de Amortiguamiento

**Tabla 67.** Rangos de afectación por NDT.

Zona	Dispersión Tóxica (ppm)	Radios de afectación (m)	Daño causado
<b>Roja</b>	400000 ppm	20.11	Zona de alto riesgo a equipos
<b>Naranja</b>	230000 ppm	5.48	Zona de alto riesgo
<b>Amarilla</b>	65000 ppm	23.77	Zona de amortiguamiento

### Escenario 9. Golpe y fuga de gas natural en válvula de seccionamiento 26 por mantenimiento.

Finalmente, se presentan los resultados que las simulaciones arrojaron para este último escenario en donde de todos los modelados, este fue el que menos riesgo mostro, dado que para el caso de jet fire, solo se alcanzó una zona de riesgo con un radio de 11.05 metros, los valores de explosión por sobrepresión no se rebasaron para lograr generarla y como ultimo a la nube de dispersión toxica, tampoco se alcanzaron a rebasar los umbrales de sustancia liberada para poderse modelar, esto indica que el riesgo es bajo y en gran parte por el grosor de la tubería que existe en ese nodo modelado.

#### 4.5 Representación en planos de los radios potenciales de afectación

SE ANEXAN PLANOS

#### 4.6 Análisis de vulnerabilidad e interacciones de riesgo

##### 4.6.1 Análisis de vulnerabilidad

**Tabla 68.** Descripción de afectaciones en escenario 1.

Escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Descripción de salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
<b>Escenario 1. Fuga de gas natural en válvula instalada en el punto de interconexión City Gate Zapata.</b>	Población	Radiación	Alto riesgo	No se encuentran núcleos de población en el área.	Implementación del plan de respuesta ante emergencias.	N/A
			Amortiguamiento	No se encuentran núcleos de población en el área		
		Sobrepresión	Alto riesgo	No se encuentran núcleos de		

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

				población en el área		
			Amortiguamiento	No se encuentran núcleos de población en el área		
		Toxicidad	Alto riesgo	No se encuentran núcleos de población en el área		
			Amortiguamiento	No se encuentran núcleos de población en el área		
Medio Ambiente	Radiación	Alto riesgo		No se encuentra vegetación en el radio donde puede haber un daño.	Mantenimiento preventivo.	Cumplir con los programas de inspección y mantenimiento preventivo
		Amortiguamiento		Emisión de partículas al entorno.	Programa de mantenimiento a válvulas.	Programa de operación y mantenimiento;
	Sobrepresión	Alto riesgo		N/A	N/A	N/A
		Amortiguamiento		Mala calidad en el aire	Programa de Mantenimiento a Equipo de Odorización	Programa de operación y mantenimiento;
	Toxicidad	Alto riesgo		Nube de vapor toxica en altas concentraciones en ppm en un radio de solo 12.80 metros		Programa de operación y mantenimiento;
		Amortiguamiento		Nube de vapor con menos nivel de concentración en un radio de 15.54 metros		Programa de operación y mantenimiento;
Personal	Radiación	Alto riesgo		Es potencialmente letal al personal que se halle en un radio de 20.11 metros.	Plan de seguridad	Programa de operación y mantenimiento;
		Amortiguamiento		En esta zona 26.51 metros, el personal sufrirá dolor después de estar expuesto a la radiación por un periodo mayor a 60 segundos.		Programa de operación y mantenimiento;
	Sobrepresión	Alto riesgo		N/A	N/A	N/A
		Amortiguamiento		Normalmente en esta zona no se halla personal.	En caso de que se halle personal dando	N/A

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

					mantenimiento, se recomienda en uso de EPP.	
		Toxicidad	Alto riesgo	Causaría inhalación de partículas producto de la nube toxica.	Uso de EPP específico de acuerdo al evento	Programa de operación y mantenimiento, revisiones constantes;
			Amortiguamiento	Los daños por estar expuestos a la nube, serán menores, pero, aun así, son nocivos.		
	Instalaciones/ producción	Radiación	Alto riesgo	Daños severos a equipo a 20.11 metros.	Plan de mantenimiento a válvulas.	Programa de operación y mantenimiento, revisiones constantes;
			Amortiguamiento	No les causará ningún daño.		N/A
		Sobrepresión	Alto riesgo	N/A	N/A	N/A
			Amortiguamiento	Habrà ruptura de vidrios en un radio de 54.86 metros con dirección oeste.	Plan de seguridad	Programa de operación y mantenimiento, revisiones constantes;
		Toxicidad	Alto riesgo	N/A, (no aplica a instalaciones)	N/A	N/A
			Amortiguamiento	N/A, (no aplica a instalaciones)		N/A

**Tabla 69.** Descripción de afectaciones en escenario 2.

Escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Descripción de salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
<b>Escenario 2. Golpe y daño a tubería de gas natural en cruce carretero por mantenimiento vial.</b>	Población	Radiación	Alto riesgo	Daños a las personas que se hallen cercanas al incidente, dado que es una carretera.	Mantenimientos preventivos y correctivos, así como el constante monitoreo de la zona.	Cumplir con los programas de inspección y mantenimiento preventivo
			Amortiguamiento			
		Sobrepresión	Alto riesgo	No se alcanzó esta zona		
			Amortiguamiento	Daños al sector que se halle transitando cerca.		
		Toxicidad	Alto riesgo	Daños a las personas que se hallen cercanas al incidente, dado que es una carretera.		
			Amortiguamiento			
	Radiación	Alto riesgo				

### Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

Medio Ambiente		Amortiguamiento	Emisión de partículas al entorno	Mantenimiento preventivo.	Cumplir con los programas de inspección y mantenimiento preventivo	
	Sobrepresión	Alto riesgo	N/A	N/A	N/A	
		Amortiguamiento	Mala calidad en el aire	Programa de Mantenimiento a Equipo de Odorización	Programa de operación y mantenimiento;	
	Toxicidad	Alto riesgo	Nube de vapor toxica en altas concentraciones en ppm en un radio de solo 9.96 metros		Programa de operación y mantenimiento;	
		Amortiguamiento	Nube de vapor con menos nivel de concentración en un radio de 8.22 metros	Programa de operación y mantenimiento;		
	Personal	Radiación	Alto riesgo	Es potencialmente letal al personal que se halle en un radio de 10.05 metros.	Plan de seguridad	Programa de operación y mantenimiento;
			Amortiguamiento	En esta zona 10.05 metros, el personal sufrirá dolor después de estar expuesto a la radiación por un periodo mayor a 60 segundos.		Programa de operación y mantenimiento;
		Sobrepresión	Alto riesgo	N/A	N/A	N/A
			Amortiguamiento	Normalmente en esta zona no se halla personal.	En caso de que se halle personal dando mantenimiento, se recomienda en uso de EPP.	N/A
		Toxicidad	Alto riesgo	Causaría inhalación de partículas producto de la nube toxica.	Uso de EPP específico de acuerdo al evento	Programa de operación y mantenimiento, revisiones constantes;
Amortiguamiento			Los daños por estar expuestos a la nube, serán menores, pero, aun así, son nocivos.			

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

	Instalaciones/ producción	Radiación	Alto riesgo	Daños severos a equipo a 10.05 metros.	Plan de mantenimiento a válvulas.	Programa de operación y mantenimiento, revisiones constantes;
			Amortiguamiento	Daños en un radio de 10.05 metros.		N/A
		Sobrepresión	Alto riesgo	N/A	N/A	N/A
			Amortiguamiento	Habrà ruptura de vidrios en un radio de 23.77 metros con dirección oeste.	Plan de seguridad	Programa de operación y mantenimiento, revisiones constantes;
		Toxicidad	Alto riesgo	N/A, (no aplica a instalaciones)	N/A	N/A
			Amortiguamiento	N/A, (no aplica a instalaciones)		N/A

**Tabla 70. Descripción de afectaciones en escenario 3.**

Escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Descripción de salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
<b>Escenario 3. Fuga de gas natural en ERM (cliente industrial 013) por error en mantenimiento.</b>	Población	Radiación	Alto riesgo	Daños a las personas que se hallen cercanas al incidente, dado que es una entrada de un cliente industrial.	Mantenimientos preventivos y correctivos, así como el constante monitoreo de la zona.	Cumplir con los programas de inspección y mantenimiento preventivo
			Amortiguamiento			
		Sobrepresión	Alto riesgo	No se alcanzó esta zona		
			Amortiguamiento	Daños al sector que se halle en un radio de 18.29 m.		
		Toxicidad	Alto riesgo	Daños a las personas que se hallen cercanas al incidente.		
			Amortiguamiento			
	Medio Ambiente	Radiación	Alto riesgo	Emisión de partículas al entorno, producto del jet fire.	Mantenimiento preventivo.	Cumplir con los programas de inspección y mantenimiento preventivo
			Amortiguamiento			
		Sobrepresión	Alto riesgo	N/A	N/A	N/A
			Amortiguamiento	Mala calidad en el aire, producto de la explosión.	Programa de Mantenimiento a Equipo de Odorización	Programa de operación y mantenimiento;
Toxicidad	Alto riesgo	Nube de vapor toxica en altas concentraciones en ppm en un radio de solo 9.96 metros		Programa de operación y mantenimiento;		

### Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

			Amortiguamiento	Nube de vapor con menos nivel de concentración en un radio de 8.22 metros		Programa de operación y mantenimiento;
Personal	Radiación	Alto riesgo		Es potencialmente letal al personal que se halle en un radio de 10.05 metros.	Plan de seguridad	Programa de operación y mantenimiento;
		Amortiguamiento		En esta zona 9.14 metros, el personal sufrirá dolor después de estar expuesto a la radiación por un periodo mayor a 60 segundos.		Programa de operación y mantenimiento;
	Sobrepresión	Alto riesgo		N/A	N/A	N/A
		Amortiguamiento		Riesgo para el personal del cliente industrial.	En caso de que se halle personal dando mantenimiento, se recomienda en uso de EPP.	N/A
	Toxicidad	Alto riesgo		Causaría inhalación de partículas de producto de la nube toxica.	Uso de EPP específico de acuerdo al evento	Programa de operación y mantenimiento, revisiones constantes;
		Amortiguamiento		Los daños por estar expuestos a la nube, serán menores, pero, aun así, son nocivos.		
Instalaciones/ producción	Radiación	Alto riesgo		Daños severos a equipo a 10.05 metros.	Plan de mantenimiento a válvulas.	Programa de operación y mantenimiento, revisiones constantes;
		Amortiguamiento		Daños en un radio de 9.14 metros.		N/A
	Sobrepresión	Alto riesgo		N/A	N/A	N/A
		Amortiguamiento		Habrà ruptura de vidrios en un radio de 18.29 metros con dirección oeste.	Plan de seguridad	Programa de operación y mantenimiento, revisiones constantes;
	Toxicidad	Alto riesgo		N/A, (no aplica a instalaciones)	N/A	N/A
		Amortiguamiento		N/A, (no aplica a instalaciones)		N/A

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

Tabla 71. Descripción de afectaciones en escenario 4.

Escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Descripción de salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
<b>Escenario 4. Ruptura de sistema de transporte de gas natural por uso de maquinaria pesada por mantenimiento en vías férreas.</b>	Población	Radiación	Alto riesgo	N/A	Mantenimientos preventivos y correctivos, así como el constante monitoreo de la zona.	Cumplir con los programas de inspección y mantenimiento preventivo
			Amortiguamiento	Daños a las personas que se hallen cercanas al incidente en un radio de 11.88 m.		
		Sobrepresión	Alto riesgo	No se alcanzó esta zona		
			Amortiguamiento	Daños al sector que se halle en un radio de 28.34m.		
		Toxicidad	Alto riesgo	Daños a las personas que se hallen cercanas al incidente.		
			Amortiguamiento			
	Medio Ambiente	Radiación	Alto riesgo	N/A	Mantenimiento preventivo.	Cumplir con los programas de inspección y mantenimiento preventivo
			Amortiguamiento	Emisión de partículas al entorno y daño a vegetación, producto del jet fire.		
		Sobrepresión	Alto riesgo	N/A	N/A	N/A
			Amortiguamiento	Mala calidad en el aire, producto de la explosión.	Programa de Mantenimiento a Equipo de Odorización	Programa de operación y mantenimiento;
		Toxicidad	Alto riesgo	Nube de vapor toxica en altas concentraciones en ppm en un radio de solo 9.96 metros		
			Amortiguamiento	Nube de vapor con menos nivel de concentración en un radio de 6.49 metros		
	Personal	Radiación	Alto riesgo	N/A	Plan seguridad de	Programa de operación y mantenimiento;
			Amortiguamiento	En un radio de 11.88 m, el personal sufrirá dolor después de estar expuesto a la radiación por un periodo mayor a 60 segundos.		
Sobrepresión		Alto riesgo	N/A	N/A		N/A

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

Instalaciones/ producción	Toxicidad	Amortiguamiento	Riesgo para el personal que se encuentre laborando en el área.	En caso de que se halle personal dando mantenimiento, se recomienda en uso de EPP.	N/A
		Alto riesgo	Causaría inhalación de partículas producto de la nube toxica.	Uso de EPP específico de acuerdo al evento	Programa de operación y mantenimiento, revisiones constantes;
	Radiación	Amortiguamiento	A un radio de 6.49 m, llegaran los niveles de toxicidad en esta zona.		
		Alto riesgo	Daños severos a equipo a 10.05 metros.	Plan de mantenimiento a válvulas.	Programa de operación y mantenimiento, revisiones constantes;
	Sobrepresión	Amortiguamiento	Daños en un radio de 9.14 metros.		N/A
		Alto riesgo	N/A	N/A	N/A
	Toxicidad	Amortiguamiento	Habrà ruptura de vidrios en un radio de 28.34 metros.	Plan de seguridad	Programa de operación y mantenimiento, revisiones constantes;
		Alto riesgo	N/A, (no aplica a instalaciones)	N/A	N/A
		Amortiguamiento	N/A, (no aplica a instalaciones)		N/A

**Tabla 72.** Descripción de afectaciones en escenario 5.

Escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Descripción de salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
<b>Escenario 5. Golpe y daño parcial al sistema de transporte de gas natural a causa de actividades de mantenimiento o mejoras por</b>	Población	Radiación	Alto riesgo	N/A	Mantenimientos preventivos y correctivos, así como el constante monitoreo de la zona.	Cumplir con los programas de inspección y mantenimiento preventivo
			Amortiguamiento	Daños a las personas que se hallen cercanas al incidente en un radio de 8.22 m.		
		Sobrepresión	Alto riesgo	No se alcanzó esta zona		
			Amortiguamiento	Daños al sector que se halle en un radio de 19.20m.		
	Toxicidad	Alto riesgo	Alto riesgo por toxicidad a una distancia de 9.96 m.			

### Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

parte del municipio.			Amortiguamiento	A una distancia de 1.92 se tendrían efectos en la zona de amortiguamiento.			
	Medio Ambiente	Radiación	Alto riesgo	N/A	Mantenimiento preventivo.	Cumplir con los programas de inspección y mantenimiento preventivo	
			Amortiguamiento	Emisión de partículas al entorno producto del jet fire.			
		Sobrepresión	Alto riesgo	N/A	N/A	N/A	
			Amortiguamiento	Mala calidad en el aire, producto de la explosión en un radio de 19.20 m.	Programa de Mantenimiento a Equipo de Odorización	Programa de operación y mantenimiento;	
		Toxicidad	Alto riesgo	Nube de vapor toxica en altas concentraciones en ppm en un radio de solo 9.96 metros			Programa de operación y mantenimiento;
			Amortiguamiento	Nube de vapor con menos nivel de concentración en un radio de 1.92 metros			Programa de operación y mantenimiento;
	Personal	Radiación	Alto riesgo	N/A			Plan de seguridad
			Amortiguamiento	En un radio de 8.22 m, el personal sufrirá dolor después de estar expuesto a la radiación por un periodo mayor a 60 segundos.	Programa de operación y mantenimiento;		
		Sobrepresión	Alto riesgo	N/A	N/A	N/A	
			Amortiguamiento	Riesgo para el personal que se encuentre laborando al menos a una distancia de 19.20	En caso de que se halle personal dando mantenimiento, se recomienda en uso de EPP.	N/A	
		Toxicidad	Alto riesgo	Causaría inhalación de partículas producto de la nube toxica a 9.96.	Uso de EPP específico de acuerdo al evento	Programa de operación y mantenimiento, revisiones constantes;	
			Amortiguamiento	A un radio de 1.92 m, llegan los niveles de			

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

				toxicidad en esta zona.		
Instalaciones/ producción	Radiación	Alto riesgo	No se alcanzó esta zona, debido a que la cantidad liberada fue baja	Plan de mantenimiento a válvulas.	Programa de operación y mantenimiento, revisiones constantes;	
		Amortiguamiento	Daños en un radio de 8.22 metros.			N/A
	Sobrepresión	Alto riesgo	N/A	N/A	N/A	
		Amortiguamiento	Habrà ruptura de vidrios en un radio de 19.20 metros.	Plan de seguridad	Programa de operación y mantenimiento, revisiones constantes;	
	Toxicidad	Alto riesgo	N/A, (no aplica a instalaciones)	N/A	N/A	
		Amortiguamiento	N/A, (no aplica a instalaciones)		N/A	

**Tabla 73.** Descripción de afectaciones en escenario 6.

Escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Descripción de salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
<b>Escenario 6.</b> Fuga en el sistema de transporte de gas natural en zona escolar de Xalapa, a causa de mantenimiento por parte del municipio.	Población	Radiación	Alto riesgo	Existirán daños por la exposición en esta zona a una distancia de 10.05 m.	Mantenimientos preventivos y correctivos, así como el constante monitoreo de la zona.	Cumplir con los programas de inspección y mantenimiento preventivo
			Amortiguamiento	Daños a las personas que se hallen cercanas al incidente en un radio de 7.31 m.		
		Sobrepresión	Alto riesgo	No se alcanzó esta zona		
			Amortiguamiento	Daños al sector que se halle en un radio de 15.54m.		
		Toxicidad	Alto riesgo	Alto riesgo por toxicidad a una distancia de 9.96 m.		
			Amortiguamiento	A una distancia de 1.00 m, se tendrían efectos en la zona de amortiguamiento.		
	Medio Ambiente	Radiación	Alto riesgo	Producto del jet fire, contaminación y partículas emitida al medio	Mantenimiento preventivo.	Cumplir con los programas de inspección y mantenimiento preventivo

### Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

				ambiente en un radio de 10.05.			
			Amortiguamiento	Emisión de partículas al entorno producto del jet fire en un radio de 7.31.			
		Sobrepresión	Alto riesgo	N/A	N/A	N/A	
			Amortiguamiento	Mala calidad en el aire, producto de la explosión en un radio de 15.54 m.	Programa de Mantenimiento a Equipo de Odorización	Programa de operación y mantenimiento;	
		Toxicidad	Alto riesgo	Nube de vapor toxica en altas concentraciones en ppm en un radio de solo 9.96 metros			Programa de operación y mantenimiento;
			Amortiguamiento	Se liberará gas natural a la atmosfera en un radio no mayor a 1 metro.			Programa de operación y mantenimiento;
Personal	Radiación	Alto riesgo	El personal que se halle laborando en un radio de 10.05 m, del punto del incidente estará en una zona de alto riesgo.	Plan de seguridad			de
		Amortiguamiento	En un radio de 7.31 m, el personal sufrirá dolor después de estar expuesto a la radiación por un periodo mayor a 60 segundos.		Programa de operación y mantenimiento;		
	Sobrepresión	Alto riesgo	N/A	N/A	N/A	N/A	
		Amortiguamiento	Riesgo para el personal que se encuentre laborando al menos a una distancia de 15.54 m.	En caso de que se halle personal dando mantenimiento, se recomienda en uso de EPP.	N/A		
	Toxicidad	Alto riesgo	Causaría inhalación de partículas producto de la nube toxica a 9.96.	Uso de EPP específico de acuerdo al evento	Programa de operación y mantenimiento, revisiones constantes;		
		Amortiguamiento	A un radio de 1.0 m, llegan los				

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

	Instalaciones/ producción	Radiación	Alto riesgo	niveles de toxicidad en esta zona. Daños graves a instalaciones en un radio de 10.05 metros.	Plan de mantenimiento a válvulas.	Programa de operación y mantenimiento, revisiones constantes;
			Amortiguamiento	Daños en un radio de 7.31 metros.		N/A
		Sobrepresión	Alto riesgo	N/A	N/A	N/A
			Amortiguamiento	Habrà ruptura de vidrios en un radio de 15.54 metros.	Plan de seguridad	Programa de operación y mantenimiento, revisiones constantes;
		Toxicidad	Alto riesgo	N/A, (no aplica a instalaciones)	N/A	N/A
			Amortiguamiento	N/A, (no aplica a instalaciones)		

**Tabla 74.** Descripción de afectaciones en escenario 7.

Escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Descripción de salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
<b>Escenario 7. Fuga de gas natural en la ERM 13 (Xalapa) por error de mantenimiento.</b>	Población	Radiación	Alto riesgo	La energía liberada causaría serias lesiones a la población en un radio de 15.54.	Mantenimientos preventivos y correctivos, así como el constante monitoreo de la zona.	Cumplir con los programas de inspección y mantenimiento preventivo
			Amortiguamiento	La exposición prolongada podría causar molestias, en un radio de hasta 20.11 m.		
		Sobrepresión	Alto riesgo	No se alcanzó esta zona		
			Amortiguamiento	Daños a la población por la explosión, aturdimiento.		
		Toxicidad	Alto riesgo	Alto riesgo por toxicidad a una distancia de 14.63 m.		
			Amortiguamiento	A una distancia de 17.37 m, se tendrían efectos en la zona de amortiguamiento.		
Medio Ambiente	Radiación	Alto riesgo	Emisión de humo, y partículas a causa del jet fire.	Mantenimiento preventivo.	Cumplir con los programas de inspección y	

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

			Amortiguamiento	Emisión de partículas al entorno y afectación a vegetación.		mantenimiento preventivo
		Sobrepresión	Alto riesgo	N/A	N/A	N/A
			Amortiguamiento	Mala calidad en el aire, producto de la explosión en un radio de 52.12 m.	Programa de Mantenimiento a Equipo de Odorización	Programa de operación y mantenimiento;
		Toxicidad	Alto riesgo	Nube de vapor toxica en altas concentraciones en ppm en un radio de solo 14.63 metros		Programa de operación y mantenimiento;
			Amortiguamiento	Se liberará gas natural a la atmosfera en un radio de al menos 17.37 metros.		Programa de operación y mantenimiento;
	Personal	Radiación	Alto riesgo	El personal que se halle laborando en un radio de 15.54 m, del punto del incidente sufrirá graves quemaduras.		Plan de seguridad
			Amortiguamiento	En un radio de 20.11 m, el personal sufrirá dolor después de estar expuesto a la radiación por un periodo mayor a 60 segundos.	Programa de operación y mantenimiento;	
		Sobrepresión	Alto riesgo	N/A	N/A	N/A
			Amortiguamiento	Riesgo para el personal que se encuentre laborando al menos a una distancia de 52.12 m.	En caso de que se halle personal dando mantenimiento, se recomienda en uso de EPP.	N/A
		Toxicidad	Alto riesgo	Causaría inhalación de partículas producto de la nube toxica a 14.63 m.	Uso de EPP específico de acuerdo al evento	Programa de operación y mantenimiento, revisiones constantes;
			Amortiguamiento	A un radio de 17.37 m, llegaran los niveles de toxicidad en esta zona.		

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

	Instalaciones/ producción	Radiación	Alto riesgo	Daños graves al equipo e instalaciones que estén a una distancia de 15.54 m del incidente.	Plan de mantenimiento a válvulas.	Programa de operación y mantenimiento, revisiones constantes;
			Amortiguamiento	Daños no significativos en esta zona.		N/A
		Sobrepresión	Alto riesgo	N/A	N/A	N/A
			Amortiguamiento	Habrà ruptura de vidrios en un radio de 52.12 metros.	Plan de seguridad	Programa de operación y mantenimiento, revisiones constantes;
		Toxicidad	Alto riesgo	Los niveles de toxicidad no permanecerán mucho tiempo.	N/A	N/A
			Amortiguamiento	Los niveles de toxicidad no permanecerán mucho tiempo.		

**Tabla 75.** Descripción de afectaciones en escenario 8.

Escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Descripción de salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
<b>Escenario 8.</b> Daño total a tubería de gas natural en la zona de afluencia “Parque Los Berros” por mantenimiento vial.	Población	Radiación	Alto riesgo	La energía liberada causaría serias lesiones a la población en un radio de 21.94 m.	Mantenimientos preventivos y correctivos, así como el constante monitoreo de la zona.	Cumplir con los programas de inspección y mantenimiento preventivo
			Amortiguamiento	La exposición prolongada podría causar molestias, en un radio de hasta 28.34 m.		
		Sobrepresión	Alto riesgo	No se alcanzó esta zona		
			Amortiguamiento	Daños a la población por la explosión en un radio de 73.15 m.		
		Toxicidad	Alto riesgo	Alto riesgo por toxicidad a una distancia de 20.11 m.		
			Amortiguamiento	A una distancia de 23.77 m, se tendrían efectos en la zona de amortiguamiento.		

### Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

Medio Ambiente	Radiación	Alto riesgo	Emisión de humo, y partículas a causa del jet fire.	Mantenimiento preventivo.	Cumplir con los programas de inspección y mantenimiento preventivo	
		Amortiguamiento	Emisión de partículas al entorno y afectación a vegetación.			
	Sobrepresión	Alto riesgo	N/A	N/A	N/A	
		Amortiguamiento	Mala calidad en el aire, producto de la explosión en un radio de 73.15 m.	Programa de Mantenimiento a Equipo de Odorización	Programa de operación y mantenimiento;	
	Toxicidad	Alto riesgo	Nube de vapor toxica en altas concentraciones en ppm en un radio de solo 20.11 metros		Programa de operación y mantenimiento;	
		Amortiguamiento	Se liberará gas natural a la atmosfera en un radio de al menos 23.77 metros.	Programa de operación y mantenimiento;		
	Personal	Radiación	Alto riesgo	El personal que se halle laborando en un radio de 21.94 m, del punto del incidente sufrirá graves quemaduras.	Plan seguridad de	Programa de operación y mantenimiento;
			Amortiguamiento	En un radio de 28.34 m, el personal sufrirá dolor después de estar expuesto a la radiación por un periodo mayor a 60 segundos.		Programa de operación y mantenimiento;
		Sobrepresión	Alto riesgo	N/A	N/A	N/A
			Amortiguamiento	Riesgo poco considerable hacia el personal en un radio 73.15 m.	En caso de que se halle personal dando mantenimiento, se recomienda en uso de EPP.	N/A
Toxicidad		Alto riesgo	Causaría inhalación de partículas producto de la nube toxica a 20.11 m.	Uso de EPP específico de acuerdo al evento	Programa de operación y mantenimiento, revisiones constantes;	
		Amortiguamiento	La concentración toxica será más			

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

	Instalaciones/ producción	Radiación	Alto riesgo	disipada en un radio de 23.77 m. Daños graves al equipo e instalaciones que estén a una distancia de 21.94 m del incidente.	Plan de mantenimiento a válvulas.	Programa de operación y mantenimiento, revisiones constantes;
			Amortiguamiento	Daños menores en un radio de 28.34 metros.		N/A
		Sobrepresión	Alto riesgo	N/A	N/A	N/A
			Amortiguamiento	Habrà ruptura de vidrios en un radio de 73.15 metros o menos, debido a que hay obstáculos de por medio.	Plan de seguridad	Programa de operación y mantenimiento, revisiones constantes;
		Toxicidad	Alto riesgo	Los niveles de toxicidad no permanecerán mucho tiempo.	N/A	N/A
			Amortiguamiento	Los niveles de toxicidad no permanecerán mucho tiempo.		

**Tabla 76** Descripción de afectaciones en escenario 9.

Escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Descripción de salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
<b>Escenario 9. Golpe y fuga de gas natural en válvula de seccionamiento (V.S. 26) por mantenimiento.</b>	Población	Radiación	Alto riesgo	No se alcanzó esta zona.	Mantenimientos preventivos y correctivos, así como el constante monitoreo de la zona.	N/A
			Amortiguamiento	La exposición prolongada podría causar molestias, en un radio de hasta 11.05 m.		
		Sobrepresión	Alto riesgo	Lata de liberación fue baja que no significa un riesgo		N/A
			Amortiguamiento	Lata de liberación fue baja que no significa un riesgo		
	Medio Ambiente	Radiación	Alto riesgo	No se alcanzó esta zona.	Mantenimiento preventivo.	N/A
			Amortiguamiento	Emisión de partículas al entorno y afectación a vegetación.		Cumplir con los programas de inspección y mantenimiento preventivo

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

	Personal	Sobrepresión	Alto riesgo	N/A	N/A		
			Amortiguamiento	Mala calidad en el aire, producto de la explosión en un radio de 73.15 m.	Programa de Mantenimiento a Equipo de Odorización	Programa de operación y mantenimiento;	
		Toxicidad	Alto riesgo	Niveles muy bajos de toxicidad en ambas zonas.			Programa de operación y mantenimiento;
			Amortiguamiento				Programa de operación y mantenimiento;
		Radiación	Alto riesgo	No se alcanzó esta zona de riesgo.	Plan de seguridad		Programa de operación y mantenimiento;
			Amortiguamiento	Daños menores en 11.05 m.			Programa de operación y mantenimiento;
	Sobrepresión	Alto riesgo	N/A	En caso de que se halle personal dando mantenimiento, se recomienda en uso de EPP.		N/A	
		Amortiguamiento	N/A			N/A	
	Toxicidad	Alto riesgo	Bajos niveles de toxicidad, que no serían un riesgo para la población.	Uso de EPP específico de acuerdo al evento		N/A	
		Amortiguamiento					
	Instalaciones/ producción	Radiación	Alto riesgo	N/A	Plan de mantenimiento a válvulas.	N/A	
			Amortiguamiento	Daños menores en un radio de 11.05 metros.		Programa de operación y mantenimiento, revisiones constantes;	
		Sobrepresión	Alto riesgo	No representan un riesgo por las condiciones del sitio y tasa de liberación	N/A	Plan de seguridad	N/A
			Amortiguamiento				Programa de operación y mantenimiento, revisiones constantes;
Toxicidad		Alto riesgo	Los niveles de liberación no son un riesgo.	N/A		N/A	
		Amortiguamiento				N/A	

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

### 4.6.2 Interacciones de riesgo

Tabla 77. Descripción de las interacciones de riesgo.

Clave del escenario de riesgo	Equipo / sitio de la planta / km del ducto o ruta donde se presenta la fuga simulada	Sustancia Peligrosa involucrada en el Escenario de Riesgo	Tipo de Zona	Tipo de Evento	Radio de la afectación	Equipos o Instalaciones industriales presentes en el radio de afectación	Distancias de los Equipos o Instalaciones industriales al punto de fuga	Descripción de Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
<b>Escenario 1</b>	19°27'33.99"N 96°45'41.02"O	Gas natural	Alto riesgo en equipos	Radiación	20.11 m	<ul style="list-style-type: none"> <li>- City gate</li> <li>- Válvulas de seccionamiento.</li> <li>- Ducto de 6" de Diámetro de acero al carbón.</li> </ul>	Sobre el City gate.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tren de filtración</li> <li>- Tren de medición</li> <li>- Tren de regulación</li> <li>- Válvula de corte automático del tren de regulación núm. 1</li> </ul>	Revisión continua de los manómetros. Capacitación constante al personal.
				Sobrepresión	No se alcanzó el valor de la zona de alto riesgo				
			Alto riesgo	Radiación	26.51 m				
				Sobrepresión	54.86 M				
<b>Escenario 2</b>	19°30'22.80"N 96°51'10.88"O	Gas natural	Alto riesgo en equipos	Radiación	10.05	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ducto de polietileno de 8" de Diámetro.</li> <li>- Ducto de polietileno de 4" de Diámetro.</li> <li>- Gasoducto existente de 6".</li> </ul>	2 m al ducto más cercano.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Válvulas de seccionamiento.</li> <li>- Válvulas de corte.</li> </ul>	Revisiones exhaustivas y continuas en esa área, para asegurar que el gasoducto este en buenas condiciones
				Sobrepresión	No se alcanzó el valor de la zona de alto riesgo				
			Alto riesgo	Radiación	10.05				
				sobrepresión	23.77				

### Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos "Xalapa"

						- Ducto de acero al carbón de 6".			
<b>Escenario 3</b>	19°27'7.76"N 96°56'37.20"O	Gas natural	Alto riesgo en equipos	Radiación	10.05	- Ducto de polietileno de 6" de Diámetro. - ERM del cliente industrial 13. - Entrada de cliente industrial.	A 8 m del punto de fuga.	- Válvula de seccionamiento.	Revisiones exhaustivas y continuas en esa área, para asegurar que el gasoducto este en buenas condiciones
				Sobrepresión	No se alcanzó el valor de la zona de alto riesgo				
			Alto riesgo	Radiación	9.14				
				Sobrepresión	18.29				
<b>Escenario 4</b>	19°30'47.22"N 96°55'9.15"O	Gas natural	Alto riesgo en equipos	Radiación	No se alcanzó el valor de la zona de alto riesgo	- Ducto de polietileno de 3" de Diámetro.	Instalaciones a 12 m del punto.	- Válvula de seccionamiento	Revisiones exhaustivas y continuas en esa área, para asegurar que el gasoducto este en buenas condiciones
				Sobrepresión	No se alcanzó el valor de la zona de alto riesgo				
			Alto riesgo	Radiación	11.88				
				Sobrepresión	28.34				
<b>Escenario 5</b>	19°31'49.29"N 96°52'58.87"O	Gas natural	Alto riesgo en equipos	Radiación	10.05	- Ducto de polietileno 2" de Diámetro. - Ducto de polietileno de 3/4 de pg.	5 m de zonas viviendas al punto de fuga.	- Válvula de seccionamiento	Revisiones exhaustivas y continuas en esa área, para asegurar que el gasoducto este en buenas condiciones
				Sobrepresión	No se alcanzó el valor de la zona de alto riesgo				
			Alto riesgo	Radiación	8.22				
				Sobrepresión	19.20				

### Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos "Xalapa"

<b>Escenario 6</b>	19°31'19.00"N 96°55'39.30"O	Gas natural	Alto riesgo en equipos	Radiación	10.05	- Ducto de polietileno 2" de Diámetro. - Ducto de polietileno de ¾ de pg. - Ducto existente de 3".	10 m de una escuela.	- Válvula de seccionamiento.	Revisiones exhaustivas y continuas en esa área, para asegurar que el gasoducto este en buenas condiciones
				Sobrepresión	No se alcanzó el valor de la zona de alto riesgo				
			Alto riesgo	Radiación	7.31				
				sobrepresión	15.54 m				
<b>Escenario 7</b>	19°30'37.81"N 96°52'20.28"O	Gas natural	Alto riesgo en equipos	Radiación	15.54	- Ducto de polietileno de 6" de Diámetro. - Ducto de polietileno de 3" de Diámetro. - Gasoducto existente de acero al carbón de 6". - Válvula de seccionamiento no. 43. - ERM 13.	2 metros a la ERM.	Válvula de seccionamiento.	Revisiones exhaustivas y continuas en esa área, para asegurar que el gasoducto este en buenas condiciones
				Sobrepresión	No se alcanzó el valor de la zona de alto riesgo				
			Alto riesgo	Radiación	20.11				
				sobrepresión	52.12				
<b>Escenario 8</b>	19°31'23.26"N 96°55'3.59"O	Gas natural	Alto riesgo en equipos	Radiación	21.94	- Ducto de polietileno de 4" de Diámetro. - Ramales de ¾ de pulgada.	6 m de viviendas al punto de fuga.	- Válvula de seccionamiento.	Revisiones exhaustivas y continuas en esa área, para asegurar que el gasoducto este en buenas condiciones
				Sobrepresión	No se alcanzó el valor de la zona de alto riesgo				
			Alto riesgo	Radiación	38.94				
				sobrepresión	73.15 m				

### Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos "Xalapa"

<b>Escenario 9</b>	19°26'49.76"N 96°55'58.45"O	Gas natural	Alto riesgo en equipos	Radiación	No se alcanzó el valor de la zona de alto riesgo	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ducto de acero al carbón de 6" de Diámetro.</li> <li>- Ducto de acero al carbón de 2" de Diámetro</li> <li>- Válvula de seccionamiento 26</li> </ul>	20 m de instalaciones industriales del punto de fuga.	- Válvula de seccionamiento.	Revisiones exhaustivas y continuas en esa área, para asegurar que el gasoducto este en buenas condiciones
				Sobrepresión	No se alcanzó el valor de la zona de alto riesgo				
			Alto riesgo	Radiación	11.05				
				sobrepresión	No se alcanzó el valor de la zona de alto riesgo				

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

### 4.7 Reposicionamiento de escenarios de riesgo

De acuerdo a los escenarios, así como al diagrama de causa y efecto expuesto con anterioridad, se presenta a continuación una tabla con los posibles efectos de los 9 escenarios, que con la existencia de las salvaguardas se observa una disminución del nivel de riesgo significativo.

Escenario de Riesgo		Identificación del nodo, sistema, o km	Salvaguarda existente	Nivel de Riesgo	Nivel de Riesgo reducido
No	Descripción				
1	Fuga de Gas Natural en interconexión con City Gate Xalapa.	Interconexión City Gate, GTO. PE-4710 DN 150MM (6 $\Theta$ ).	Capacitación al personal, programa de operación y mantenimiento / Plan de respuesta a emergencias / Reemplazo de tuberías / Colocación estratégica, adecuada y visible de señalamientos donde se encuentren equipos	15	8
2	Golpe, ruptura o daño a tubería de gas natural en cruce carretero en Emiliano Zapata por mantenimiento vial.	GTO. PE-4710 DN 150MM (6 $\Theta$ )	Capacitación al personal, programa de operación y mantenimiento / Patrullaje constante en la línea de gasoducto / Plan de respuesta a emergencias / Reemplazo de tuberías / Plan de respuesta a emergencias / Uso de materiales que cuenten con certificados de calidad / Colocación estratégica, adecuada y visible de señalamientos donde se encuentren equipos.	9	6
3	Fuga de Gas Natural en ERM (cliente)	GTO. PE-4710 DN 150MM (6 $\Theta$ )	Capacitación al personal, programa de	9	6

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

	industrial 013) por error en Mantenimiento.		operación y mantenimiento / Plan de respuesta a emergencias / Uso de materiales que cuenten con certificados de calidad / Revisión constante para detectar posibles hundimientos / Colocación estratégica, adecuada y visible de señalamientos donde se encuentren equipos.		
4	Ruptura de sistema de transporte de gas natural por uso de maquinaria pesada por mantenimiento a las vías férreas.	GTO. PE-4710 DN 20MM (3/4"Ø)	Plan de respuesta a emergencias / Patrullaje constante en la línea de gasoducto / Capacitación al personal, programa de operación y mantenimiento / Reemplazo de tuberías / Uso de materiales que cuenten con certificados de calidad / Colocación estratégica, adecuada y visible de señalamientos donde se encuentren equipos	12	8
5	Golpe, ruptura parcial o daño al sistema de transporte de gas natural a causa de mantenimiento o mejoras por parte del municipio en zona habitacional.	Gasoducto I1056 km 0+022	Plan de respuesta a emergencias / Patrullaje constante en la línea de gasoducto / Reemplazo de tuberías / Uso de materiales que cuenten con certificados de calidad /	12	6

### Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

			Revisión constante para detectar posibles hundimientos / Capacitación al personal, programa de operación y mantenimiento.		
6	Fuga o Daño al sistema de transporte de gas natural en Zona Escolar Xalapa causa de mantenimiento por parte del municipio.	Gasoducto I1723 km 0+077.06	Capacitación al personal / programa de operación y mantenimiento / Patrullaje constante en la línea de gasoducto / Plan de respuesta a emergencias / Uso de materiales que cuenten con certificados de calidad / Colocación estratégica, adecuada y visible de señalamientos donde se encuentren equipos	15	8
7	Fuga de Gas Natural en ERM_13 (Xalapa) por error de mantenimiento.	GTO. PE-4710 DN 150MM (6"Ø) GTO. PE-4710 DN 20MM (3/4"Ø)	Capacitación al personal / programa de operación y mantenimiento / Patrullaje constante en la línea de gasoducto / Plan de respuesta a emergencias / Uso de materiales que cuenten con certificados de calidad / Colocación estratégica, adecuada y visible de señalamientos donde se encuentren equipos.	12	6
8	Daño total a tubería de gas natural en Zona	Gasoducto F18 km 0+0920	Capacitación al personal / programa de	15	8

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

	de afluencia “Parque los Berros” por mantenimiento vial.		operación y mantenimiento /Patillaje constante en la línea de gasoducto / Plan de respuesta a emergencias / Reemplazo de tuberías / Uso de materiales que cuenten con certificados de calidad / Colocación estratégica, adecuada y visible de señalamientos donde se encuentren equipos.		
9	Golpe y Fuga de Gas Natural en válvula de seccionamiento por mantenimiento en el área de Coatepec.	Válvula de Seccionamiento 26 Coatepec.	Patillaje constante en la línea de gasoducto / Plan de respuesta a emergencias / Uso de materiales que cuenten con certificados de calidad / Programa de operación y mantenimiento / Revisión constante para detectar posibles hundimientos / Colocación estratégica, adecuada y visible de señalamientos donde se encuentren equipos	6	4

### 4.8 Sistemas de seguridad y medidas para administrar los escenarios de riesgo

#### 4.8.1 Sistemas de seguridad

- Gasoducto

Se han proyectado sobre toda la trayectoria del gasoducto principal de acero, registros con válvulas de seccionamiento de operación manual con desfogue a la atmosfera de manera estratégica para la operación del gasoducto, que en caso de ser necesario bloquear el flujo de gas natural o vaciar el gasoducto por motivos de mantenimiento o en caso de alguna contingencia.

Para lograr que el gas natural pueda ser usado en las redes de aprovechamiento de los clientes industriales dentro del Sistema de Distribución, se han diseñaron Estaciones de Regulación y Medición de acuerdo a las necesidades operativas de cada cliente, los cuales tienen el objetivo entregar un fluido limpio y reducir la presión proveniente del gasoducto principal y de acometida hasta la presión de operación solicitada por el cliente, con ello asegurar que los equipos empleados a cada red de aprovechamiento puedan operar de manera confiable y segura, y que la presión no implique un riesgo para el personal de la empresa..

En la acometida de cada cliente industrial se dejará instalada una válvula de seccionamiento de operación manual, con el fin de bloquear el suministro de gas por algún caso de mantenimiento y/o emergencia que pudiera existir en la Estación de Regulación y Medición o en la red de aprovechamiento del cliente industrial. Además, en la acometida, se encuentra instalada una junta aislante Dieléctrica Pikoteck, la cual protegerá la Estación de Regulación y Medición de cualquier tipo de corriente que contenga el gasoducto debido al sistema de protección catódica con la que está protegida.

Para lograr la distribución adecuada a cada vivienda dentro de las Redes de Distribución Residenciales, se han diseñaron Estaciones de Regulación y Medición Distritales de acuerdo a las necesidades operativas de cada sistema, las cuales tienen el objetivo entregar un fluido limpio y reducir la presión proveniente del gasoducto principal hacia los Gasoductos de media presión de PEAD, con ello asegurar que la presión de operación no supere el rango permitido.

En las Redes de Distribución Residencial se tiene proyectados ramales secundarios de 8", 6", 4", 3" y 2" de Ø de PEAD por las distintas calles, colocando al inicio una válvula de seccionamiento correspondiente al diámetro del ramal, para las operaciones de mantenimiento o en caso de emergencia.

Las acometidas residenciales se han dispuesto para que una sola pueda ser capaz de alimentar dos viviendas o lotes siendo estas de tubería de PEAD. Cada acometida está compuesta por un riser roscable y una válvula de bronce de ¼ de vuelta. Las acometidas serán conectadas a través de un tapping Tee que conectará a los diferentes ramales que conforman la red de distribución y un carrete de tubería de PEAD que se ajustará para cada ubicación de riser en cada acometida, entre estos dos últimos elementos estará colocado una válvula de exceso de flujo que sirve como elemento de seguridad cortando el flujo del gas en caso de que exista una demanda excesiva de flujo debido alguna fuga que pudiera existir.

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

Las Estaciones de Regulación y Medición por normativa y operatividad del Sistema de Distribución deben contar con una línea de bypass, para poder dar mantenimiento a los elementos principales (filtro, regulador y medidor) mientras se mantiene el suministro por el bypass y no dejar a un sistema o a un cliente sin servicio.

El Sistema de Distribución de gas natural cuenta con un sistema de protección catódica, ya que así lo indica la norma aplicable, y con el fin de salvaguardar la integridad mecánica del Sistema de Distribución, para este caso, se ha elegido el método de protección catódica por ánodos de sacrificio.

- ERM “City Gate Xalapa”

El Tren de Regulación N° 1 tendrá inicialmente una válvula de corte automático calibrada a 23.00 Kg/cm<sup>2</sup> (327.13 Psi) para alta presión y 16.80 Kg/cm<sup>2</sup> (238.95 Psi) para baja presión.

La válvula de corte automático estará calibrada a 27.00 Kg/cm<sup>2</sup> (384.03 Psi) para alta presión, por arriba de la cual estará calibrada la válvula de seguridad de la estación, y 16.80 Kg/cm<sup>2</sup> (238.95 psi) para baja presión.

- ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN ERM CLIENTES (TIPO CI-01, CI-02 y CI-03)

Válvula shut-off marca Fisher, esta válvula protegerá a la estación en caso de sobrepresión aguas abajo del tren de regulación.

Manómetro de caratula, antes del sistema de filtración y al inicio del tren del ByPass, esto con la finalidad de poder monitorear la presión de entrada de gas en la E.R.M.

Paralelo a los trenes de filtración y regulación, se encuentra el arreglo mecánico del By-Pass de la estación (normalmente cerrado), el cual nos permite el flujo de gas, para cuando se tenga que dar mantenimiento a los demás elementos de ERM, esto con el propósito de evitar el corte de suministro del servicio.

Válvula de seguridad la cual tiene como función desfogar el gas cuando exista una sobre presión en el sistema, estará calibrada a 2.90 Kg/cm<sup>2</sup>. Utilizando tubería de PVC esta línea de desfogue, siempre tendrá que ir hacia el exterior.

### Identificación de Situaciones de Emergencias Ambientales.

La identificación de las situaciones de emergencias ambientales que se pueden presentar durante las actividades rutinarias de los centros de trabajo:

Evento	Aspecto Ambiental	Impacto Ambiental	Plan de mitigación
<b>Derrames, infiltraciones, descargas o vertidos accidentales (hidrocarburos, sustancias químicas)</b>	Generación de residuos peligrosos.	Contaminación del suelo, subsuelo y agua	<ul style="list-style-type: none"><li>• Atender el derrame de acuerdo al apartado 6.3.1, cuando el derrame sea menos a 1 m<sup>3</sup>, y de acuerdo al 6.3.2 cuando sea mayor. Ver ANEXO A. Ocurrencia Derrame.</li></ul>

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

<p><b>peligrosas o residuos peligrosos)</b></p>			<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cuando el derrame llegue a alguna fuente de agua (lago, laguna, drenaje, río, etc.), realizar la atención del derrame adicional del 6.3.3.</li> <li>• Recoger el material del kit de contención de derrames usado, así como el suelo que pudo contaminarse, y colocarlos en bolsas.</li> <li>• Almacenar como residuo peligroso (FR-AMB- SGA-01. Control de entradas y salidas del ATRPE).</li> <li>• Disposición final del residuo peligroso.</li> <li>• Comunicar el evento al Responsable de Medio Ambiente en Operación, con copia al Superintendente de Medio Ambiente.</li> <li>• Elaborar el FR-SYS-SGS-11. Reporte de Investigación de Accidentes/Incidentes, y entregarlo al Superintendente de Medio Ambiente, lo anterior, cuando el derrame sea menor a 1 m3, cuando el derrame sea mayor, adicionalmente realizar los informes a la ASEA de la emergencia ambiental.</li> </ul>
<p><b>Incendio y/o Explosión</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Generación de residuos no peligrosos.</li> <li>• Emisión de gases a la atmosfera.</li> <li>• Consumo de agua.</li> <li>• Derrame de sustancias.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Contaminación del suelo.</li> <li>• Contaminación del agua.</li> <li>• Contaminación atmosférica.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Atender el evento de acuerdo a los siguientes procedimientos:             <ul style="list-style-type: none"> <li>- PG-SYS-GEN-01. Plan de respuesta a emergencia.</li> <li>- PO-SYS-SGS-18. Plan Integral de Seguridad</li> <li>- PO-SYS-GEN-06. Activación del Plan Integral de Seguridad.</li> </ul> </li> <li>• Si se generan residuos no peligrosos, se manejarán según procedimiento PT-AMB- SGA-07. Manejo de Residuos Sólidos Urbanos y de Manejo Especial y el registro FR-AMB- SGA-03. Bitácora para residuos sólidos urbanos y de manejo especial.</li> <li>• Si se generan residuos peligrosos, se manejará conforme al procedimiento PT-AMB- SGA-06. Manejo de Residuos Peligrosos y el registro FR-AMB-SGA-01. Control de entradas y salidas del ATRPE.</li> </ul>

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

<b>Emisiones No Controladas (Fugas de Gas Natural)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Generación de residuos peligrosos.</li> <li>• Generación de residuos no peligrosos.</li> <li>• Emisión de gases a la atmosfera.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Contaminación del suelo.</li> <li>• Contaminación del agua.</li> <li>• Contaminación atmosférica</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Atender la fuga mediante los procedimientos:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>- PO-SYS-SGS-09. Controlar Fugas de Gas.</li> <li>- PO-OYM-OPE-10. Clasificación de fugas de Gas Natural.</li> <li>- PO-OYM-OPE-09. Detección y Localización de Fugas.</li> <li>- PO-OYM-OPE-08. Patrullaje de los sistemas de transporte.</li> <li>- PG-SYS-GEN-01. Plan de respuesta a emergencia.</li> <li>- PO-SYS-SGS-18. Plan Integral de Seguridad</li> <li>- PO-SYS-GEN-06. Procedimiento de Activación del Plan Integral de Seguridad.</li> <li>- Si se generan residuos peligrosos, se manejará conforme al procedimiento PT- AMB-SGA-06. Manejo de Residuos Peligrosos y el registro FR-AMB-SGA-01. Control de entradas y salidas del ATRPE.</li> <li>- Si se generan residuos no peligrosos, se manejaran según procedimiento PT-AMB- SGA-07. Manejo de Residuos Sólidos Urbanos y de Manejo Especial y el registro FR-AMB-SGA-03. Bitácora para residuos sólidos urbanos y de manejo especial.</li> <li>- Calcular/estimar la emisión de gas natural fugada, para su posterior reporte en la COA.</li> </ul> </li> </ul>
--	---	--	--

### Equipo y materiales.

Cada Centro de Trabajo deberá asegurarse de disponer de los recursos materiales para atender las emergencias ambientales identificadas en el numeral 6.1, los cuales son (enunciativa más no limitativamente) los siguientes:

Tipo de emergencia	Material para su atención
Derrames, infiltraciones, descargas o vertidos accidentales (hidrocarburos, sustancias químicas peligrosas o residuos peligrosos)	Kit para control de derrames: Cinta delimitadora de área, pico, pala, escoba, material absorbente ( <i>cojín, almohadilla, cordón-salchicha, polímero solidificador/encapsulador, arena, y/o aserrín</i> ), recipiente y/o bolsas. EPP (botas, guantes, lentes, cubre bocas).
Incendio y/o Explosión	Extintores, agua, tierra. EPP específico.
Emisiones No Controladas (Fugas de Gas Natural)	Kit de emergencias para atender fugas (herramientas, materiales, equipo e instrumentos).

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

	EPP específico e incluido en el listado de Equipo y Herramientas del Kit de Emergencias.
--	--

### 4.8.2 Medidas preventivas

Medidas de Seguridad.

La empresa Gas Natural del Noroeste, cuenta con un programa de seguridad, del cual se deriva una serie de actividades preventivas-correctivas para la eficiente operación del sistema de distribución de gas natural, las cuales se indican en la siguiente tabla:

**Tabla 78. Programa de Actividades de Seguridad.**

Actividades de Mantenimiento	Frecuencia
<b>Mantenimiento instrumentación.</b>	
Inspección y pruebas de dispositivos de paro a control remoto	Semestral
<b>Mantenimiento eléctrico.</b>	
Revisión de aislamiento eléctrico en camisas y juntas en gasoductos de acero	Mensual
Medición de Tierras Físicas	
Verificación del analizador de humedad	Anual
<b>Mantenimiento mecánico.</b>	
Mantenimiento Preventivo a Válvulas de Bloqueo	Bimestral
Mantenimiento Preventivo Calibración y Ajuste de Válvulas de Corte Automático	Semestral
Mantenimiento a Equipo de Odorización	Anual
Toma de Potencia entre tuberías y suelo	
Mantenimiento de celda de referencia	
Medición de espesores en tubería de acero	Semestral
Mantenimiento a estaciones de regulación y medición	
Mantenimiento a válvulas de seguridad	
Mantenimiento a válvulas reguladoras	Anual
Aplicación de recubrimiento anticorrosivo a instalaciones superficiales	
Protección anticorrosiva en interfase suelo aire	
Corrida de diablos de inspección geométrica	
Limpieza interior de gasoductos con diablos de limpieza Polly Pig	

Además, la empresa Gas Natural del Noroeste cuenta con un programa de patrullaje en los sistemas de distribución del gas, con el fin de supervisar, detectar y reportar condiciones que representen riesgos para la operación segura y confiable del gasoducto.

En caso de una contingencia, cuenta con un plan de respuesta a emergencias ambientales, así como con un Plan Integral de seguridad.

### 4.8.3 Recomendaciones técnico-operativas

De acuerdo al análisis de los diagramas de causa y efecto, así como los escenarios recreados previamente, se generó la siguiente tabla de recomendaciones de acuerdo a las causas identificadas.

## Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

**Tabla 79. Recomendaciones de la identificación de peligros y escenarios de riesgo**

No	Recomendación	Identificación del nodo, sistema, o km	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo
			No	Descripción		
1	Capacitación al personal, programa de operación y mantenimiento.	Interconexión City Gate Xalapa, GTO. PE- 4710 DN 150MM (6"Ø), GTO PE-4710 DN 50MM (2"Ø)	2,5,6,8,9	Error en soldadura de tubería	EySC	4
2	Capacitación constante al personal, revisiones periódicas a las instalaciones Programa de operación y mantenimiento.	Interconexión City Gate Xalapa, Válvula de seccionamiento AC, válvula de seccionamiento PE 3405	2,3,4,6,7,8	Incorrecta reparación o mantenimiento	EySC	6
3	Capacitación al personal, programa de operación y mantenimiento	Válvula de seccionamiento PE	3,7,9	Cierre indebido de válvulas y por actividades de mantenimiento	EySC	8
4	Programa de capacitación al personal, revisiones constantes, Plan de respuesta a emergencias.	Válvula de seccionamiento PE, GTO PE-4710 DN 150MM (6"Ø), válvula de seccionamiento PE 3405, GTO. PE-4710 DN 50MM (2"Ø), GTO PE-4710 DN 20MM (3/4"Ø)	1,2,3,4,5,6,7,8,9	Golpe accidental durante actividades de mantenimiento	EySC	8
5	Programa de operación y mantenimiento; Reemplazo de tuberías; Uso de materiales que cuenten con certificados de calidad	GTO. PE-4710 DN 1500MM (6"Ø), GTO PE-4710 DN 50MM (2"Ø), GTO PE-4710 DN 20MM (3/4"Ø)	1,2,3,4,5,6,7,8,9	Desgaste de la tubería por uso.	EySC	4
6	Uso de materiales que cuenten con certificados de calidad.	Válvula de seccionamiento PE, GTO PE-4710 DN 50MM (2"Ø), GTO PE-4710 DN 20MM (3/4"Ø), válvula de seccionamiento PE3405, GTO. PE-4710 DN 150MM (6"Ø).	1,2,3,4,5,6,7,8,9	Deficiencia en calidad de material o con defecto de fábrica.	EySC	4
7	Revisión constante para detectar posibles hundimientos.	GTO. PE-4710 DN 150MM (6"Ø), GTO PE-4710 DN 50MM (2"Ø), GTO PE-4710 DN 20MM (3/4"Ø)	1,2,3,4,5,6,7,8,9	Hundimiento del terreno y cause movimiento o tensión en tubería.	EySC	8
8	Programa de operación y mantenimiento;	GTO. PE-4710 DN 150MM (6"Ø), GTO PE-4710 DN 50MM (2"Ø), GTO PE-4710 DN 20MM (3/4"Ø)	1,2,3,4,5,6,7,8,9	Posible movimiento telúrico.	EySC	8

### Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”

9	Uso de materiales que cuenten con certificados de calidad; Reemplazo de tuberías	GTO. PE-4710 DN 150MM (6"Ø), GTO PE-4710 DN 50MM (2"Ø), GTO PE-4710 DN 20MM (3/4"Ø)	1,2,3,4,5,6,7,8,9	Condiciones climáticas provocan corrosión	EySC	6
10	Capacitación al personal, programa de operación y mantenimiento.	Válvula de seccionamiento PE, GTO AC DN 50MM (2"Ø), GTO PE-4710 DN 20MM (3/4"Ø), válvula de seccionamiento PE3405, GTO. PE-4710 DN 150MM (6"Ø).	1,2,3,4,5,6,7,8,9	No respetar los protocolos establecidos previo a los bloqueos para el mantenimiento.	EySC	8
11	Programa de operación y mantenimiento;	Válvula de seccionamiento PE, GTO AC DN 50MM (2"Ø), GTO PE-4710 DN 20MM (3/4"Ø), válvula de seccionamiento PE3405, GTO. PE-4710 DN 150MM (6"Ø).	3 y 7	Baja de presión de los filtros por acumulación de partículas sólidas y líquidas	EySC	8
12	Capacitación al personal, programa de operación y mantenimiento Revisión constante para detectar posibles hundimientos	Válvula de seccionamiento PE 3405, válvula de seccionamiento PE	3,4,5,6,7,8	Se desconoce el procedimiento	EySC	6
13	Programa de operación y mantenimiento;	Válvula de seccionamiento PE, GTO AC DN 50MM (2"Ø), GTO PE-4710 DN 20MM (3/4"Ø), válvula de seccionamiento PE3405, GTO. PE-4710 DN 150MM (6"Ø).	1,3,4,5,6,7,8	Falta de precaución al momento de manejar maquinaria (caso omiso a señalamientos).	EySC	8
14	Programa de operación y mantenimiento. Contar con programa de respuesta a emergencias	GTO PE-4710 DN 20MM (3/4"Ø), GTO PE-4710 DN 50MM (2"Ø), GTO. PE-4710 DN 150MM (6"Ø).	1,3,4,5,6,7,8,	Golpe y/o daño al ducto al realizar excavación.	EySC	8
15	Capacitación al personal a cerca de las actividades de mantenimiento.	GTO PE-4710 DN 20MM (3/4"Ø), GTO PE-4710 DN 50MM (2"Ø), GTO. AC DN 150MM (6"Ø).	1,3,4,5,6,7,8	Daño al ducto por el uso de maquinaria pesada.	EySC	8
16	Colocación estratégica, adecuada y visible de señalamientos donde se encuentren equipos que solo personal autorizado pueda manipular	GTO PE-4710 DN 20MM (3/4"Ø), GTO PE-4710 DN 50MM (2"Ø), GTO. PE-4710 DN 150MM (6"Ø).	2	Falta de señalamientos que indiquen avisos de precaución o restricción a la estación evitando	EySC	6

				manipulación inadecuada o algún daño		
--	--	--	--	--	--	--

### 4.9 Conclusiones

De acuerdo a la información revisada en cuanto a características del sistema de distribución de gas natural, esto en cuanto a detalles como gasoductos, material del cual están elaborados, diámetros de los mismos, presiones a las cuales estarán sujetos durante su funcionamiento así mismo como todos los elementos de trayectoria que están considerados, tal es el caso de válvulas de seccionamiento, estaciones de regulación y medición, el city gate a construir y las condiciones ambientales tanto como a las antrópicas a las cuales estarán expuestos, dan un primer panorama de la distribución en un plano espacial.

Toda esta formación en conjunto y la revisión de antecedentes, es vital para detectar nodos, en los cuales la susceptibilidad a ocurrencia de un incidente pueda ser mayor, de lo cual se derivó la modelación de 9 escenarios, y dado que la magnitud del sistema es considerable, se realizaron con base a puntos en común, es decir que se pueden ubicar mas de una vez en distintos sitios del os cuales se conforma el sistema y de este modo estos 9 escenarios modelados se centran en estos criterios:

- Sitio de interconexión con City gate.
- Cruce carretero.
- ERM de un cliente de tipo industrial.
- Cruce férreo.
- Zona habitacional.
- Zona escolar.
- ERM
- Zona de afluencia, específicamente un parque público.
- Válvula de seccionamiento.

Las modelaciones realizadas en los nodos antes mencionados, arrojaron resultados en cuantos, a radios de afectación de manera variable para cada zona y escenario modelado, debido a que como se hizo mención, los diámetros de tubería son distintos, como el mismo flujo de gas natural, lo que desencadena en cantidades liberadas muy distintas. Así mismo es necesario especificar que se realizó la modelación de 3 escenarios con un 100 % de fuga, para que pudiesen ser considerados como los más catastróficos.

Para esto se manejaron a los escenarios 1, 6 y 8 con una afectación al 100 %, mismos que alcanzaron radios de afectación mayores o más considerables que el resto de los nodos, la razón de elegir estos nodos recae principalmente en que son zonas con un mayor flujo o presencia humana e infraestructura que pudiese resultar dañado a causa de un incidente.

Con lo mencionado, se tiene un panorama e ideas más acertadas de lo que ocurriría en caso de posibles incidentes, lo que lleva a un punto crucial en materia de seguridad tanto del personal, patrimonial, como del cuidado del ambiente y es que, con este antecedente, se tiene idea del comportamiento en un incidente y así desde un punto de inicio, contar y aplicar las medidas necesarias de prevención y corrección que sean necesarias para que el sistema funcione de la manera más adecuada, y garantizar cero incidentes.

Aunado a todo esto, el promovente cuenta con sus propias medidas, planes de acción, procedimientos, sistemas de seguridad y elementos necesarios para garantizar que el sistema de distribución de gas natural, funcione sin percances y sin comprometer a la población y demás elementos que se encuentran en su entorno.

### 4.10 Resumen ejecutivo

El objetivo del presente análisis de riesgo del sector hidrocarburos, está enfocado a un Sistema de Distribución de Gas Natural por Medio de Ductos en la Zona Geográfica: Xalapa, dentro del cual existe una variedad de elementos que permiten su red de distribución y necesarios para su funcionamiento, dichos elementos son:

- Gasoducto de acero al carbón de 6,4, 3 y 2 pulgadas.
- Gasoducto de polietileno de 8, 6, 4, 3, 2 y  $\frac{3}{4}$  pulgadas.
- Estaciones de regulación y medición.
- Estaciones de regulación.
- Válvulas de seccionamiento de acero al carbón.
- Válvulas de seccionamiento de polietileno.

Dentro del contenido temático del estudio, se implementaron metodologías para lograr identificar las posibles fallas tanto manuales como mecánicas las cuales se pudiesen suscitar en cierta etapa del proceso operativo y mismas que pudiesen desencadenar en liberaciones de gas, dichas fallas de las que se habla pueden ser; falla de válvulas manuales, ruptura del ducto debido a un factor externo como lo puede ser mantenimiento al mismo sistema o al área donde pudiera emplearse maquinaria pesada que afectara la infraestructura de conexión de ductos de transporte de gas natural, así como el mismo fallo de los sistemas de seguridad que se implementa por parte del promovente, al hablar de estos posibles fallos nos remitimos a que se podrían verse traducidas en alguna explosión conocida chorro de fuego, explosión por sobrepresión o emitir niveles de toxicidad, generando daños a los componentes que se encuentren alrededor de dicho evento.

Es por eso que dentro de este análisis se incluye información base en cuanto a los aspectos más relevantes del sistema de distribución, así mismo la aplicación de metodologías, que permitieron la identificación de peligros, evaluando y analizando dichos riesgos, tomando criterios muy importantes como lo son antecedentes de incidentes ocurridos dentro de este sector.

Partiendo desde este punto se desarrolló una caracterización de la filosofía de operación de cada elemento involucrado, y relacionándolo con el entorno en el cual desarrollara sus funciones, y sobre todo la sustancia involucrada que en este caso es el gas natural, del cual se analizaron datos que van desde su hoja de seguridad, volúmenes demandados y flujos que se tendrán.

Con toda esta información se realizaron los análisis causa – efecto, y creación de los escenarios de riesgo para cada nodo, tomando en cuenta que cada uno de estos manejaría distintas características, acorde a la zona en la que se ubicaba, demanda proyectada y otros criterios de tipo ambiental necesarios para que se pudiesen llevar a cabo. De este modo se lograron relacionar las medidas existentes de seguridad con los posibles eventos a ocurrir y de qué manera hacer una prevención efectiva.

## **Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos “Xalapa”**

Dado que, desde el momento de la construcción del sistema de distribución de gas natural hasta su funcionamiento, se siguen normas, criterios, protocolos y procedimientos para garantizar un funcionamiento correcto, el cual no genere acciones negativas al entorno de desarrollo, el cual se ve integrado por la sociedad, infraestructura y componentes ambientales.