



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial  
Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento  
Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

Ciudad de México, D.F., a 27 de octubre de 2016.

ING. JOSÉ DE JESÚS MEZA MUÑIZ  
REPRESENTANTE LEGAL DE LA EMPRESA  
GAS NATURAL DEL NOROESTE, S.A. DE C.V.

Nombre y firma de  
persona física, Art. 113  
fracción I de la LFTAIP y  
116 párrafo primero de la  
LGTAIP.

Dirección, teléfono y correo electrónico del  
representante legal, Art. 113 fracción I de la LFTAIP y  
116 párrafo primero de la LGTAIP.

PRESENTE

Asunto: Resolución Procedente  
Expediente: 28TM2016G0018

Una vez analizada y evaluada la Manifestación de Impacto Ambiental, modalidad Particular (MIA-P) y el Estudio de Riesgo Ambiental (ERA) del PROYECTO denominado "SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL, DE GAS NATURAL DEL NOROESTE, S.A. DE C.V., RAMAL ALTAMIRA", en lo sucesivo el PROYECTO, presentado por la empresa "GAS NATURAL DEL NOROESTE, S.A. DE C.V.", en adelante el REGULADO con ubicación en el municipio de Altamira, en el estado de Tamaulipas y

RESULTANDO:

- I. Que el 02 de agosto de 2016, ingresó ante la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (AGENCIA), Unidad Administrativa a la cual se encuentra adscrita la Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento (DGGTA), el escrito número GNN-ALT-ASEA-22072016 de fecha 22 de julio del mismo año, mediante el cual el REGULADO ingresó la MIA-P y el ERA del PROYECTO, para su correspondiente evaluación y dictaminación en materia de impacto y riesgo ambiental, mismo que quedó registrado con la clave 28TM2016G0018.
- II. Que el 11 de agosto de 2016, mediante el escrito número GNNA-Pub-ASEA-10082016 de fecha 10 del mismo mes y año, el REGULADO presentó el periódico



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial  
**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**  
Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

"El Sol de Tampico" de fecha 05 de agosto de 2016, en el cual se llevó a cabo la publicación del extracto del **PROYECTO** de conformidad con lo establecido en los artículos 34 párrafo tercero fracción I, de la Ley General del Equilibrio y la Protección al Ambiente, en lo sucesivo la **LGEEPA** y 37 del Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en materia de Evaluación del Impacto Ambiental, en lo sucesivo el **REIA**, mismo que se integró al expediente administrativo, de conformidad con lo establecido en el artículo 26 fracción III del **REIA**.

- III. Que el 16 de agosto de 2016, con fundamento en lo dispuesto en el artículo 35 de la **LGEEPA**, se integró el expediente del **PROYECTO** y conforme al artículo 34 primer párrafo de la Ley antes mencionada, lo puso a disposición del público en el domicilio ubicado en Av. Melchor Ocampo número 469, Colonia Nueva Anzures, Delegación Miguel Hidalgo, C.P. 11590, Ciudad de México.
- IV. Que el 13 de octubre de 2016, en cumplimiento a lo establecido en el artículo 34 párrafo tercero fracción I de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (**LGEEPA**), que dispone la publicación de la solicitud de autorización en materia de impacto ambiental en su Gaceta Ecológica y en acatamiento a lo que establece el artículo 37 del Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en materia de Evaluación del Impacto Ambiental (**REIA**), se publicó a través de la Separata número **ASEA/029/2016**, el listado del ingreso de proyectos, así como la emisión de resolutivos derivados del procedimiento de evaluación de impacto y riesgo ambiental correspondiente al periodo del 06 al 12 de octubre de 2016, dentro de los cuales se incluyó el **PROYECTO**.
- V. Que esta **DGGTA** procede a determinar lo conducente conforme a las atribuciones que le son conferidas en el Reglamento Interior de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, la **LGEEPA** y su **REIA**.

**CONSIDERANDO:**

- I. Que esta **DGGTA** es **competente** para revisar, evaluar y resolver la **MIA-P** y el **ERA** del **PROYECTO**, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 4 fracción



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial

**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**  
Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

XVIII y 28 fracción II del Reglamento Interior de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.

- II. Que el **REGULADO** se dedica al transporte y la distribución de Gas Natural, por lo que su actividad corresponde al Sector Hidrocarburos la cual es competencia de esta **AGENCIA** de conformidad con la definición señalada en el artículo 3 fracción XI inciso c) de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.
- III. Que por la descripción, características y ubicación de las actividades que integran el **PROYECTO**, éste es de competencia Federal en materia de evaluación de impacto ambiental, por ser una obra relacionada con la industria del petróleo y para el transporte y la distribución de Gas Natural que prevean actividades altamente riesgosas, tal y como lo disponen los artículos 28 fracción I de la **LGEEPA** y 5 incisos C) y D) fracción VII del **REIA**, asimismo desarrollar una actividad del sector hidrocarburos de conformidad con lo señalado en el artículo 3 fracción XI inciso c) de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, al tratarse del transporte, distribución y expendio al público de Gas Natural.
- IV. Que el Procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental (**PEIA**) es el mecanismo previsto por la **LGEEPA**, mediante el cual, la autoridad establece las condiciones a que se sujetará la realización de obras y actividades que puedan causar desequilibrio ecológico o que puedan rebasar los límites y condiciones establecidas en las disposiciones aplicables para proteger el ambiente, con el objetivo de evitar o reducir al mínimo sus efectos negativos sobre los ecosistemas. Para cumplir con este fin, el **REGULADO** presentó una Manifestación de Impacto Ambiental, en su modalidad Particular (**MIA-P**) y su Estudio de Riesgo (**ERA**), para solicitar la autorización del **PROYECTO**, modalidad que se considera procedente, por ubicarse en la hipótesis señalada en el artículo 11 último párrafo del **REIA**.
- V. Que de conformidad con lo dispuesto por el segundo párrafo del artículo 40 primer y segundo párrafo del **REIA**, el cual dispone que las solicitudes de Consulta Pública se deberán presentar por escrito dentro del plazo de 10 días contados a partir de la publicación de los listados y considerando que la publicación del ingreso del **PROYECTO** al **PEIA**, se llevó a cabo a través de la Separata número

Página 3 de 47



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial

**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**  
Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

**ASEA/029/2016** de la Gaceta Ecológica el 13 de octubre de 2016, el plazo de 10 días para que cualquier persona de la comunidad de que se trate, solicitara que se llevara a cabo la consulta pública feneció el 27 de octubre de 2016 y durante el periodo del 14 al 27 de octubre de 2016, no fueron recibidas solicitudes de consulta pública.

- VI. Que en cumplimiento a lo dispuesto por el artículo 35 de la **LGEIPA**, una vez presentada la **MIA-P** y el **ERA**, se inició el **PEIA**, para lo cual se revisó que la solicitud se ajustara a las formalidades previstas en esta **LGEIPA**, su **REIA** y las normas oficiales mexicanas aplicables, la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos y al Reglamento Interior de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos por lo que, una vez integrado el expediente respectivo, esta **DGGTA** determina que se deberá sujetar a lo que establecen los ordenamientos antes invocados, así como a los programas de desarrollo urbano y de ordenamiento ecológico del territorio, las declaratorias de áreas naturales protegidas y las demás disposiciones jurídicas que resulten aplicables; asimismo, se deberán evaluar los posibles efectos de la operación, mantenimiento y abandono en el o los ecosistemas de que se trate, considerando el conjunto de elementos que los conforman y no únicamente los recursos que, en su caso, serían sujetos de aprovechamiento o afectación. Por lo que, esta **DGGTA** procede a dar inicio a la evaluación de la **MIA-P** y el **ERA** del **PROYECTO**, tal como lo dispone el artículo de mérito y en términos de lo que establece el **REIA** para tales efectos.

**Datos generales del PROYECTO**

- VII. De conformidad con lo establecido en el artículo 12, fracción I del **REIA**, donde se señala que se deberá incluir en la **MIA-P**, los datos generales del **PROYECTO**, del **REGULADO** y del responsable del estudio de impacto ambiental y que de acuerdo con la información incluida en el **Capítulo I** de la **MIA-P**, se indicó que el **PROYECTO** consiste en la construcción, instalación y operación de un sistema para transporte de Gas Natural, promovido por la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V. para dar suministro a la empresa Dynasol (socio comercial) que se



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial

**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**

Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

localiza en la parte Noroeste de la ciudad de Altamira, municipio de Altamira, estado de Tamaulipas.

**Descripción del PROYECTO**

VIII. Que el artículo 12 fracción II del **REIA**, impone la obligación al **REGULADO** de incluir en la **MIA-P** que someta a evaluación, una descripción del **PROYECTO**. En este sentido, una vez analizada la información presentada en la **MIA-P** y en el **ERA**, de acuerdo con lo manifestado por el **REGULADO**, el **PROYECTO** consiste en la Instalación y Operación de un Sistema de Transporte de Gas Natural para dar suministro a la empresa Dynasol que se localiza en el municipio de Altamira, Tamaulipas; para lo cual se instalará un gasoducto en acero al carbón de **8" de diámetro nominal** (especificación API 5L GRADO B) interconectado a la Estación de Regulación y Medición (ERM) existente, además de la construcción de una ERM en las instalaciones del usuario para filtrar, regular y medir el gas natural que será suministrado a los equipos de consumo. La presión de operación del sistema será de 21 kg/cm<sup>2</sup> (300 psig) y se regulará en la ERM para suministro al usuario, misma que estará diseñada de acuerdo a los requerimientos de flujo y presión en los equipos de consumo instalados en la empresa Dynasol.

a) Como parte de la infraestructura del **PROYECTO**, el **REGULADO** consideró las siguientes instalaciones:

COMPONENTE	COORDENADAS DE UBICACIÓN		INTENCIONES DEL DISEÑO
	Latitud Norte	Longitud Oeste	
Estación de Medición	22° 27' 53,16"	97° 59' 11,61"	Recepción, filtración, regulación, medición y entrega de Gas Natural al usuario.
ERM Dynasol	22° 26' 51,64"	97° 58' 15,24"	

b) Las coordenadas geográficas de los Puntos de Inflexión (PI) del gasoducto de 8" de diámetro nominal son:

PI	LATITUD NORTE	LONGITUD OESTE
1	22° 27' 53,03"	97° 59' 11,65"
2	22° 27' 52,86"	97° 59' 11,91"



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial

**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**  
Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

PI	LATITUD NORTE	LONGITUD OESTE
3	22° 27' 12,43"	97° 58' 43,94"
4	22° 27' 08,95"	97° 58' 41,06"
5	22° 26' 36,65"	97° 58' 18,81"
6	22° 26' 37,95"	97° 58' 17,27"
7	22° 26' 51,70"	97° 58' 15,62"
8	22° 26' 51,70"	97° 58' 15,54"

- c) El **REGULADO** manifestó en la **MIA-P** que para la instalación del **PROYECTO**, se emplearán dos métodos constructivos denominados: perforación direccional y cielo abierto, éste último es el más utilizado en la instalación de gasoductos y la perforación direccional solo se emplea en cruces especiales de infraestructura existente (carreteras, vías de ferrocarril, otros ductos de transporte y ríos, principalmente), así como, cuando se pretende salvar algún punto importante o causar nulas alteraciones a la superficie del suelo producto de la apertura del mismo y excavación de la zanja. Los tramos que abarcarán la perforación direccional y el método de cielo abierto, se indican a continuación:

GASODUCTO 8" Ø AC	
Tramo	Método
0+000 al 0+493	Cielo abierto
0+493 al 0+566	Perforación direccional
0+566 al 0+845	Cielo abierto
0+845 al 0+921	Perforación direccional
0+921 al 1+520	Cielo abierto
1+520 al 1+630	Perforación direccional
1+630 al 3+359	Cielo abierto

- d) El **REGULADO** describió la superficie de afectación directa y la superficie de afectación temporal para la instalación del sistema para transporte de Gas Natural.



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial  
**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**  
Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

<b>LONGITUD TOTAL</b>	3,359.00 m (3.35 km)
<b>SUPERFICIE DE AFECTACIÓN TEMPORAL</b>	16,795.00 m <sup>2</sup> . Estará definida por el ancho de la superficie considerada para el movimiento de maquinaria pesada y vehículos durante la obra civil del <b>PROYECTO</b> , que será de 5 m multiplicada por la longitud total del sistema para transporte de Gas Natural.
<b>SUPERFICIE DE AFECTACIÓN DIRECTA AL SUELO (CIELO ABIERTO)</b>	1,550.00 m <sup>2</sup> . Es el área total de afectación por la apertura de la zanja donde quedará alojado el gasoducto, misma que tiene un ancho de 0.5 m por los 3,100 m de longitud.
<b>SUPERFICIE DE AFECTACIÓN DIRECTA AL SUELO (PERFORACIÓN DIRECCIONAL)</b>	20.43 m <sup>2</sup> . Considerando la realización de 3 ventanas de envío y 3 de recibó de perforación direccional de acuerdo a las dimensiones indicadas
<b>SUPERFICIE DE OCUPACIÓN DE LA ERM DYNASOL</b>	167.00 m <sup>2</sup>
<b>CRUCES ESPECIALES</b>	Solo se considera el cruce direccional de vialidades existentes y de un arroyo natural a cielo abierto.

En este mismo sentido; el **REGULADO** manifestó que en el área de influencia donde se ubicará el **PROYECTO** el uso de suelo es el Pecuario; y que además el gasoducto de 8" D.N. quedará instalado en su mayor parte (desde el km 0+000 al 2+820) dentro del derecho de vía de la carretera Federal No. 80; a partir del km 2+820 y hasta el 3+359, se sale del derecho de vía de la carretera, sin embargo; no se afectará vegetación natural debido a que el área actualmente ha sido despalmada por la obra civil de un nuevo proyecto industrial, lo cual es ajeno al **PROYECTO**.

e) El **REGULADO** describió que las condiciones de operación del sistema para transporte de Gas Natural serán las siguientes:

<b>Longitud</b>	3 359.00 m
<b>Diámetro</b>	8" AC
<b>Especificación</b>	Acero al carbón API 5L GRADO B
<b>Profundidad</b>	1,5 m
<b>Presión máxima de trabajo</b>	18 kg/cm <sup>2</sup>
<b>Presión mínima de trabajo</b>	17 k/cm <sup>2</sup>
<b>Temperatura</b>	18°C

*[Handwritten signature and initials]*



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial

**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**  
Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

- f) Que conforme a lo establecido en el Acuerdo<sup>1</sup> y respecto de lo manifestado en el **ERA del PROYECTO**, el **REGULADO** realizará actividades altamente riesgosas por el manejo y distribución de Gas Natural, con un inventario de Gas Natural entrampado en cantidades iguales o mayores a la cantidad de reporte de **500 kg** señalada en el Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 04 de mayo de 1992, que determina las actividades que deben considerarse como altamente riesgosas, fundamentándose en la acción o conjunto de acciones, ya sean de origen natural o antropogénico, que estén asociadas con el manejo de sustancias con propiedades inflamables y explosivas, en cantidades tales que, de producirse una liberación, sea por fuga o derrame de las mismas o bien una explosión, ocasionarían una afectación significativa al ambiente, a la población o a sus bienes.

Desglose del Gas empacado.

Tubería	Longitud km	Gas Natural Empacado kg
8" AC	3,359	1,737.638

- g) En este mismo sentido, el **REGULADO** describió en el **Anexo 4** de la **MIA-P**, el Programa General de Trabajo; en donde manifestó que para las actividades de construcción requiere de **11 meses**, mientras que la etapa de operación y mantenimiento estará acotada a una vida útil de **30 años**, asimismo; las características adicionales del **PROYECTO** se describen en las **Páginas 12** a la **19** del **Capítulo II** de la **MIA-P**.
- h) En virtud de lo anterior, el **REGULADO** deberá desarrollar el **PROYECTO** de acuerdo con lo establecido por la Norma Oficial Mexicana **NOM-007-SECRE-2010**, referente a Transporte de Gas Natural. En cuyo caso la Secretaría de Energía, por conducto de la CRE, es la autoridad competente para vigilar, verificar y hacer cumplir las disposiciones contenidas en la norma citada.

<sup>1</sup> Acuerdo por medio del cual las Secretarías de Gobernación y Desarrollo Urbano y Ecología expiden el segundo listado de actividades altamente riesgosas, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 04 de mayo de 1992.



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial  
**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**  
Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

**Vinculación con los ordenamientos jurídicos aplicables en materia ambiental y, en su caso, con la regulación sobre uso del suelo.**

- IX. Que de conformidad con lo dispuesto por el artículo 35, segundo párrafo de la **LGEEPA**, así como lo establecido en el artículo 12 fracción III del **REIA**, el cual indica la obligación del **REGULADO** para incluir en la **MIA-P**, la vinculación de las obras y actividades que incluyen el **PROYECTO** con los ordenamientos jurídicos aplicables en materia ambiental y, en su caso con la regulación del uso de suelo, entendiéndose por ésta vinculación la relación jurídica obligatoria entre las actividades que integran el **PROYECTO** y los instrumentos jurídicos aplicables. En este orden de ideas, y considerando que el **PROYECTO** se ubicará en el estado de Tamaulipas, específicamente en el municipio de Altamira, se identificó que el sitio en donde se desarrolla el **PROYECTO**, se encuentra regulado por los siguientes instrumentos jurídicos.
- X. Conforme a lo manifestado por el **REGULADO** y al análisis realizado por esta **DGGTA**, los instrumentos de planeación y ordenamientos jurídicos insertos al **PROYECTO** son:

INCISO	PROGRAMAS
A	Programa de Ordenamiento Ecológico General del Territorio (POEGT)
B	Programa de Ordenamiento Ecológico Marino y Regional del Golfo de México y Mar Caribe (POEMyRGMMyMC)

Visto lo anterior, el análisis de los Programas es el siguiente:

INCISO	PROGRAMA	VINCULACIÓN REGULADO
A	Programa de Ordenamiento Ecológico General del Territorio (POEGT)	De acuerdo al Programa de Ordenamiento Ecológico General del Territorio (POEGT), el <b>PROYECTO</b> incide en la Región Ecológica 18.5, Unidad Ambiental Biofísica (UAB) 88 denominada: Llanuras de la Costa Golfo Norte; la cual no presenta superficie de Áreas Naturales Protegidas, presenta alta degradación de los suelos, alta degradación de la vegetación, muy alta degradación por desertificación y la modificación antropogénica es de media a baja. Su Política es de Restauración y Aprovechamiento Sustentable.
B	Programa de Ordenamiento Ecológico Marino y Regional del Golfo de México y Mar Caribe (POEMyRGMMyMC)	De acuerdo al Programa de Ordenamiento Ecológico Marino y Regional del Golfo de México y Mar Caribe (POEMyRGMMyMC), el <b>PROYECTO</b> incide en la Unidad de Gestión Ambiental (UGA) Núm. 6

*[Handwritten signatures and initials]*



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial

**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**  
Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

Para el análisis del Programa de Ordenamiento Ecológico General del Territorio, señalado en el inciso **A** se tiene lo siguiente:

Como parte de la vinculación del **PROYECTO** y del análisis del **Ordenamiento Ecológico General del Territorio**, de acuerdo con lo manifestado por el **REGULADO** y al análisis realizado por esta **DGGTA** se constató que el **PROYECTO** incide en la siguiente estrategia:

ESTRATEGIA	VINCULACIÓN
<b>Grupo I. Dirigidas a lograr la sustentabilidad ambiental del Territorio (Preservación)</b>	
4. Aprovechamiento sustentable de ecosistemas, especies, genes y recursos naturales.	El <b>PROYECTO</b> quedará instalado dentro de derechos de vía existentes, por lo que no se afectarán los ecosistemas.
5. Aprovechamiento sustentable de los suelos agrícolas.	
6. Modernizar la infraestructura hidroagrícola y tecnificar las superficies agrícolas.	
7. Aprovechamiento sustentable de los recursos forestales.	
8. Valoración de los servicios ambientales.	
12. Protección de los ecosistemas.	
13. Racionalizar el uso de agroquímicos y promover el uso de biofertilizantes.	
<b>Grupo III. Dirigidas al Fortalecimiento de la gestión y la coordinación institucional (Marco Jurídico)</b>	
42. Asegurar la definición y el respeto a los derechos de propiedad rural.	Los derechos de paso en terrenos agrícolas, serán gestionados ante los dueños con la finalidad de obtener su compra o arrendamiento.

Para el análisis del Programa de Ordenamiento Ecológico Marino y Regional del Golfo de México y Mar Caribe (POEMyRGMyMC), señalado en el inciso **B** se tiene lo siguiente:

Como parte de la vinculación del **PROYECTO** y del análisis del Programa de Ordenamiento Ecológico Marino y Regional del Golfo de México y Mar Caribe (POEMyRGMyMC), de acuerdo con lo manifestado por el **REGULADO** constató que el **PROYECTO** tendrá incidencia en los siguientes criterios ecológicos:

*[Handwritten signatures and marks]*



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial  
**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**  
Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

CRITERIOS Y ACCIONES ESPECÍFICAS PARA APLICAR POR UNIDAD DE GESTIÓN AMBIENTAL		VINCULACIÓN CON EL PROYECTO
CLAVE	ACCIONES - CRITERIOS	
A-014	Instrumentar campañas de restauración, reforestación y recuperación de manglares y otros humedales en las zonas de mayor viabilidad ecológica.	El <b>PROYECTO</b> promoverá la reforestación en las áreas naturales impactadas aunque no precisamente de manglar.
A-018	Promover acciones de protección y recuperación de especies bajo algún régimen de protección considerando en la Norma Oficial Mexicana, Protección ambiental-Especies Nativas de México de Flora y Fauna Silvestre-Categoría de Riesgo y Especificaciones para su Inclusión, Exclusión o Cambio-Lista de Especies en Riesgo (NOM-059 SEMARNAT-2010).	Previa instauración del proyecto en las áreas con vegetación natural, se realizará el rescate de las especies que así lo requieran, independientemente si se encuentran o no en la <b>NOM-059-SEMARNAT-2010</b> .
A-024	Fomentar el uso de tecnologías para reducir la emisión de gases de efecto invernadero y partículas al aire por parte de la industria y los automotores cuando ello sea técnicamente viable.	Mediante el uso de un combustible menos contaminante se promueve la reducción de gases de efecto invernadero.
A-025	Promover la participación de las industrias en acciones tendientes a una gestión adecuada de residuos peligrosos, con el objeto de prevenir la contaminación de suelos y fomentar su preservación.	Dentro de las diferentes etapas del proyecto, se promoverá el manejo integral de residuos.
A-026	Promover e impulsar el uso de tecnologías "Limpias" y "Ambientalmente amigables" en las industrias registradas en el ASO y su área de influencia. Fomentar que las industrias que se establezcan cuenten con las tecnologías de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.	Mediante el uso de un combustible menos contaminante se promueve la reducción de gases de efecto invernadero.
A-050	Promover el desarrollo de Programas de Desarrollo Urbano y Programas de Conurbación con el fin de dotar de infraestructura de servicios a las comunidades rurales.	El proyecto se ajustará a lo establecido en dichos programas.

Asimismo, el **REGULADO** realizó la vinculación con los siguientes Planes:

PLAN	VINCULACIÓN CON EL PROYECTO
Plan Nacional de Desarrollo 2013 – 2018	El Proyecto es acorde el <b>PROYECTO</b> con el objetivo 4.6 relativo a abastecer de energía al país con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva, y con la estrategia número 4.6.1 relativa a asegurar el abastecimiento de petróleo crudo, gas natural y petrolíferos que demanda el país y en especial con la línea de acción en la que se establece, fortalecer el mercado de Gas Natural mediante el incremento de la producción y el robustecimiento en la infraestructura de importación, transporte y distribución, para asegurar el abastecimiento de energía en óptimas condiciones de seguridad, calidad y precio.



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial

**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**  
Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

PLAN	VINCULACIÓN CON EL PROYECTO
Plan Estatal de Desarrollo 2011 – 2016. Tamaulipas	El Plan no establece criterios que vayan en contra de la instalación del <b>PROYECTO</b> .
Plan Municipal de Desarrollo 2013 – 2016. Altamira, Tamaulipas.	El Plan no establece criterios que vayan en contra de la instalación del <b>PROYECTO</b> .

- XI. De acuerdo con lo manifestado por el **REGULADO** y lo verificado por esta **DGGTA** el **PROYECTO** no se ubica dentro de alguna Área Natural Protegida de carácter federal, estatal o municipal decretada.
- XII. Por lo que respecta a la ubicación del **PROYECTO** respecto a las regiones prioritarias para la Biodiversidad; el **REGULADO** manifestó que el **PROYECTO** incide en la Región Hidrológica Prioritaria Núm. 73 denominada Cenotes de Aldama; asimismo, manifestó que durante las actividades de preparación del sitio y construcción del sistema para transporte de Gas Natural, se ajustará a los lineamientos de conservación ecológica que establece dicha RHP.
- XIII. En cuanto a la ubicación del **PROYECTO** respecto a las Áreas de Importancia para la Conservación de las Aves, el **PROYECTO** no incide en áreas de este tipo.

Señalado lo anterior, esta **DGGTA** determina que los planes no limitan o restringen la ejecución del **PROYECTO**; debido a que el **REGULADO** consideró las acciones para minimizar los impactos ambientales, así como el establecimiento de medidas de mitigación y compensación con lo que se estará dando cumplimiento a las disposiciones establecidas para los planes involucrados evitando la afectación o el desequilibrio ecológico en la zona donde actualmente se ejecuta el **PROYECTO**.

Conforme a lo manifestado por el **REGULADO** y al análisis realizado por esta **DGGTA**, para el desarrollo del **PROYECTO** son aplicables las siguientes Normas Oficiales Mexicanas:

NORMA OFICIAL MEXICANA	TÍTULO
NOM-041-SEMARNAT-2006	Que establece los límites máximos permisibles de emisión de gases contaminantes provenientes del escape de los vehículos automotores en circulación que usan gasolina como combustible.
NOM-045-SEMARNAT-2006	Protección ambiental.-Vehículos en circulación que usan diésel como combustible. Límites máximos permisibles de opacidad, procedimiento de



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial  
**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**  
Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

NORMA OFICIAL MEXICANA	TÍTULO
	prueba y características técnicas del equipo de medición.
NOM-052-SEMARNAT-2005	Que establece las características, el procedimiento de identificación, clasificación y los listados de los residuos peligrosos.
NOM-059-SEMARNAT-2010	Protección ambiental - Especies nativas de México de flora y fauna silvestres- categorías de riesgo y especificaciones para su inclusión, exclusión o cambio- lista de especies en riesgo.
NOM-080-SEMARNAT-1994	Límites máximos permisibles de emisión de ruido Proveniente del Escape de los Vehículos Automotores, Motocicletas y Triciclos Motorizados en Circulación y su Método de Medición.
NOM-081-SEMARNAT-1994	Que establece los límites máximos permisibles de emisión de ruido de las fuentes fijas y su método de medición.
NOM-129-SEMARNAT-2006	Establece las especificaciones de protección ambiental para la preparación del sitio, construcción, operación, mantenimiento y abandono de redes de distribución de gas natural que se pretendan ubicar en áreas urbanas, suburbanas e industriales, de equipamiento urbano o de servicios.
NOM-161-SEMARNAT-2011	Que establece los criterios para clasificar a los Residuos de Manejo Especial y determinar cuáles están sujetos a Plan de Manejo; el listado de los mismos, el procedimiento para la inclusión o exclusión a dicho listado; así como los elementos y procedimientos para la formulación de los planes de manejo.
NOM-003-SECRE-2011	Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos.
NOM-007-SECRE-2010	Transporte de Gas Natural.
NOM-009-SECRE-2002	Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas L.P., en ductos.

Al respecto, el **REGULADO** indicó que cumplirá en cada una de sus etapas (construcción, operación y mantenimiento y abandono) con la normatividad aplicable a este tipo de proyectos con la finalidad de prevenir y controlar cualquier emisión contaminante. En este sentido, esta **DGGTA** determina que las normas anteriormente señaladas son aplicables durante la construcción, operación, mantenimiento y abandono del **PROYECTO** por lo que el **REGULADO** deberá dar cumplimiento a todos y cada uno de los criterios establecidos en dicha normatividad con la finalidad de minimizar los posibles impactos ambientales que pudieran generarse durante dichas etapas.

*[Handwritten signature and initials]*



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial

**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**  
Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

**Descripción del sistema ambiental y señalamiento de la problemática ambiental detectada en el área de influencia del PROYECTO. Inventario Ambiental.**

- XIV. Que el artículo 12 fracción IV del **REIA** en análisis, dispone la obligación del **REGULADO** de incluir en la **MIA-P** una descripción del Sistema Ambiental (**SA**), así como señalar las tendencias del desarrollo y deterioro de la región del **PROYECTO**; al respecto el **REGULADO** describió que para la delimitación del área de estudio del (**SA**) del **PROYECTO** se consideró el Programa de Ordenamiento Ecológico Marino y Regional del Golfo de México y Mar Caribe (POEMyRGMMyMC) que incidirá directamente con el **PROYECTO**, descrito en el considerando anterior de este documento.

En este mismo sentido, el **REGULADO** para realizar y establecer la delimitación del Sistema Ambiental del **PROYECTO**, tomó en cuenta tres conceptos:

- a) **Área del PROYECTO**: se refiere al área de afectación directa, considerando el ancho de la trinchera (0.5 m) donde quedará alojado el sistema para transporte de Gas Natural mediante cielo abierto, más la afectación por la construcción de ventanas para perforación direccional; además se considera el ancho de la superficie de ocupación temporal para la realización de la obra civil del proyecto (movimiento de maquinaria y equipo de trabajo), de 5.00 m multiplicados por la longitud total del sistema, dan como resultado el área total del **PROYECTO**. La superficie total de afectación directa es de **1,737.43 m<sup>2</sup>** y corresponde a la apertura del suelo natural para la excavación de la zanja y de las ventanas de perforación direccional, superficie en la cual, una vez terminada la instalación de los gasoductos, se rellenará con el mismo material extraído, se instalarán las franjas de advertencias y se restaurará la superficie del suelo a las condiciones originales.
- b) **Área de Riesgo**. Es la superficie que puede verse afectada fuera de los límites de la obra civil, tomando en cuenta la etapa de operación del **PROYECTO** y los radios máximos de afectación para la Zona de Alto Riesgo (ZAR) obtenidos del Estudio de Riesgo Ambiental: estará determinada por valores máximos obtenidos en el Estudio de Riesgo Ambiental (ERA), para la Zona de Alto Riesgo (ZAR), mismos que se muestran a continuación:



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial

**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**  
Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

DIÁMETRO	MATERIAL	LONGITUD (m)	VALOR RESULTANTE DEL ERA (m)	ÁREA DE RIESGO (m <sup>2</sup> )
8"	Acero al carbón	3,359.00	382.66	1,285,354.94
<b>Total:</b>		<b>3,359.00</b>	---	<b>1,285,354.94</b>

c) **Área de Amortiguamiento e Influencia del PROYECTO:** está determinada por la franja de afectación perpendicular al sistema de transporte de gas natural, misma que comprende una distancia mayor a la zona de riesgo, debido a que dicha área de amortiguamiento estará delimitada por los valores obtenidos en el Estudio de Riesgo Ambiental (ERA), para la zona de amortiguamiento en los escenarios planteados a lo largo del tendido del gasoducto.

Los principales impactos a considerar dentro de la zona de influencia del **PROYECTO**, estarán relacionados principalmente en la operación del sistema para transporte de Gas Natural, ya que en caso de presentarse una situación de emergencia (fuga de Gas Natural), causaría impactos directamente a la infraestructura vial y asentamientos humanos localizados en los alrededores de la trayectoria del sistema de transporte. Al igual que la zona de riesgo, el área de amortiguamiento y de influencia del proyecto se determinó con los valores obtenidos en las simulaciones realizadas en el Estudio de Riesgo Ambiental (ERA), para la zona de Amortiguamiento (ZA), mismos que se indican a continuación:

DIÁMETRO	MATERIAL	LONGITUD (m)	VALOR RESULTANTE DEL ERA (m)	ÁREA DE RIESGO (m <sup>2</sup> )
8"	Acero al carbón	3,359.00	650.48	2,184,962.32
<b>Total:</b>		<b>3,359.00</b>		<b>2,184,962.32</b>

El **REGULADO**, describió los aspectos abióticos (clima, geología, hidrología y edafología) que caracterizan al **SA** en las **Páginas 12** a la **39** del **Capítulo IV** de la **MIA-P**.

Por lo que respecta a los aspectos bióticos; el **REGULADO** manifestó lo siguiente:

a) La vegetación existente en el derecho de vía donde quedará instalado el **PROYECTO**, está conformada principalmente por vegetación inducida y de tipo



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial

**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**  
Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

ruderal y arvense. Dicha vegetación es del tipo silvestre y no se encuentra en los listados de la **NOM-059-SEMARNAT-2010**. Sin embargo, el **REGULADO**, manifestó que incluirá medidas de reforestación y remediación del suelo dentro de las medidas preventivas y mitigación e impactos, con el objeto de aplicarlas en caso de ocasionar impactos negativos a la vegetación silvestre de la región.

- b) Dentro de las especies de fauna silvestre que se encuentran en el **SA** del **PROYECTO**, el **REGULADO** mencionó que 03 especies están en las siguientes categorías dentro de la **NOM-059-SEMARNAT-2010**; sin embargo, no se prevén afectaciones a las mismas por las obras y actividades del **PROYECTO**.

Nombre científico	Nombre común	Estatus de protección
<i>Amazona viridigenalis</i>	Loro tamaulipeco	En peligro de extinción
<i>Ctenosaura acanthura</i>	Iguana de cola espinosa del noreste	Sujeta a protección especial
<i>Crocodylus moreletii</i>	Cocodrilo de pantano	Sujeta a protección especial

### Identificación, descripción y evaluación; de los impactos ambientales

- XV. Que el artículo 12 fracciones V y VI del **REIA**, disponen la obligación del **REGULADO** de incluir en la **MIA-P** la identificación, descripción y evaluación de los impactos ambientales, así como las medidas preventivas y de mitigación de los impactos ambientales, ya que uno de los aspectos fundamentales del procedimiento de evaluación de impacto ambiental, es la identificación, descripción y evaluación de los impactos ambientales que el **PROYECTO** potencialmente puede ocasionar, considerando que el procedimiento se enfoca prioritariamente a los impactos que por sus características y efectos son relevantes o significativos y consecuentemente pueden afectar la integridad funcional<sup>2</sup> y las capacidades de carga de los ecosistemas, así como las medidas preventivas y de mitigación de los impactos ambientales identificados. En este sentido, esta **DGGTA**, derivado del análisis del diagnóstico de la zona en la cual se encuentra ubicado el **PROYECTO**,

<sup>2</sup> La integridad funcional de acuerdo a lo establecido por la CONABIO ([www://conabio.gob.mx](http://www.conabio.gob.mx)), se define como el grado de complejidad de las relaciones tróficas y sucesionales presentes en un sistema. Es decir, un sistema presenta mayor integridad cuanto más niveles de la cadena trófica existen, considerando para ello especies nativas y silvestres y de sus procesos naturales de sucesión ecológica, que determinan finalmente sus actividades funcionales (servicios ambientales).



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial  
**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**  
Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

así como de las condiciones ambientales del mismo, considera que estas han sido modificadas, ya que el **PROYECTO** se efectuará dentro de un derecho de vía, por lo que no existe ningún componente relevante y/o crítico con alto potencial de afectación por la realización del **PROYECTO**; en este sentido, se destaca que no existen componentes ambientales relevantes, que en términos de biodiversidad pudieran verse alterados en la realización del **PROYECTO**; sin embargo, el **REGULADO** derivado del análisis de identificación y evaluación de impactos mediante la Matriz de Leopold aplicada a las etapas de construcción, operación y mantenimiento, identificó los siguientes impactos:

FACTOR	DESCRIPCIÓN DE IMPACTOS ETAPAS PREPARACIÓN DEL SITIO Y CONSTRUCCIÓN	DESCRIPCIÓN DE IMPACTOS ETAPA DE OPERACIÓN
Suelo	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Modificación de la topografía presente en el área por donde se instalará el sistema de transporte de Gas Natural.</li> <li>•Alteración de la cobertura superficial del suelo. Se producirá debido a la apertura de la zanja que alojará la tubería del sistema de transporte.</li> <li>•Aumento de la erosión debido al tránsito de los vehículos automotores y maquinaria pesada dentro del derecho de vía de las vialidades por donde se instalará el sistema de transporte.</li> <li>•Modificación de las características físicas del suelo y subsuelo. Se generará debido a la apertura de la zanja que alojará la tubería del sistema de transporte.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Contaminación del suelo. En caso de presentar deficiencias en la ejecución del programa de mantenimiento a maquinaria, se generarán impactos al suelo por la presencia de hidrocarburos. Así mismo, contaminación del suelo debido a la disposición inadecuada de los Residuos Sólidos Urbanos generados.</li> </ul>
Flora	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Impactos a la vegetación presente en el área del <b>PROYECTO</b> debido a las actividades de despame de vegetación en el derecho de vía carretero (vegetación ruderal y arvense) y tránsito vehicular.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Impactos en la vegetación debido a la generación de incendios producto de la fuga de Gas Natural en la red de transporte.</li> </ul>
Fauna	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Alteración de hábitats terrestres debido a las actividades de construcción durante la obra civil del proyecto.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Impactos a la fauna presente en el área de influencia del sistema de transporte debido a la sobrepresión generada por una explosión no confinada.</li> </ul>

Asimismo, el **REGULADO** propuso las siguientes medidas de mitigación, entre las cuales resaltan:



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial

**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**  
Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

FACTOR	IMPACTO	MEDIDAS DE MITIGACIÓN PARA LA ETAPA DE PREPARACIÓN DEL SITIO
Suelo	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alteración de la topografía local</li> <li>Modificación superficial del suelo</li> <li>Aumento de la erosión</li> <li>Características fisicoquímicas del suelo</li> <li>Contaminación de suelos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Durante la etapa de preparación del sitio se colocarán contenedores debidamente identificados para el almacenamiento temporal de los Residuos y la disposición de estos se hará por medio de recolección, autorizada por el municipio correspondiente así como de empresas autorizadas.</li> <li>Antes de iniciar las etapas del <b>PROYECTO</b> se informará a los trabajadores acerca del contenido de los procedimientos y su responsabilidad en el cumplimiento de los lineamientos de protección al medio ambiente.</li> <li>La vegetación (vegetación ruderal y arvense) retirada durante esta etapa, se triturará y se esparcirá en áreas adyacentes para su rápida integración al suelo, dentro del área especificada como derecho de vía.</li> </ul>
Aire	<ul style="list-style-type: none"> <li>Generación de gases contaminantes</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Las emisiones de gases serán por la operación de maquinaria, y aunque su efecto será compatible, se monitoreará la emisión de gases contaminantes a la atmósfera teniendo un adecuado mantenimiento de los equipos y maquinaria a emplear durante la obra.</li> <li>Se minimizarán las emisiones contaminantes provenientes de vehículos transportadores de materiales y por el uso de maquinaria y equipo por la apertura de zanjas o excavación. Solo se usarán vehículos en óptimas condiciones.</li> </ul>
Ruido	<ul style="list-style-type: none"> <li>Generación de ruido</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>El ruido ambiental se producirá por la acción de la maquinaria, vehículos de transporte de personal y transporte de material, principalmente; sus efectos serán temporales, breves, reversibles y de baja magnitud durante la obra civil del <b>PROYECTO</b>.</li> <li>Antes de iniciar las obras, se mantendrán los motores de los vehículos afinados y en condiciones óptimas de operación.</li> <li>Los conductores de los camiones tendrán la obligación de cerrar los escapes de las unidades cuando se encuentren circulando cerca de las poblaciones aledañas.</li> </ul>
Flora	<ul style="list-style-type: none"> <li>Despalme</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se elaborará y pondrá en práctica un programa de reforestación para compensar los impactos generados a la vegetación producto del despalme,</li> <li>Se capacitará y sensibilizará ambientalmente a los trabajadores como medidas preventivas de protección.</li> </ul>
Fauna	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alteración de hábitats terrestres</li> </ul>	

FACTOR	IMPACTO	MEDIDAS DE MITIGACIÓN PARA LA ETAPA DE CONSTRUCCIÓN
Suelo	<ul style="list-style-type: none"> <li>Erosión</li> <li>Modificación superficial de suelo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>La vegetación (vegetación ruderal y arvense) retirada durante esta etapa, se triturará y se esparcirá en las áreas adyacentes para su rápida integración al suelo, dentro del área especificada como derecho de vía.</li> <li>Se instalarán letrinas portátiles para los trabajadores que ejecuten las</li> </ul>



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial  
**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**  
Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

FACTOR	IMPACTO	MEDIDAS DE MITIGACIÓN PARA LA ETAPA DE CONSTRUCCIÓN
	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Alteración de la topografía local</li> <li>▪ Características fisicoquímicas</li> <li>▪ Contaminación del suelo</li> <li>▪ Generación de Residuos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>actividades de obra,</li> <li>▪ Se colocarán señalamientos preventivos y restrictivos.</li> <li>▪ Establecer medidas de control a fin de no afectar patrones de escurrimiento que modifiquen comportamientos de erosión del área,</li> <li>▪ Las actividades y procedimientos para la aplicación de soldadura en la tubería se realizarán evitando dejar residuos de rebaba producto del desgaste de las caras de los tubos de acero y polietileno durante su instalación, unión y alineación,</li> <li>▪ Los residuos generados durante la etapa de construcción, así como los generados durante la etapa de operación y mantenimiento, se manejarán con apego a procedimientos, mismos que se almacenarán temporalmente y entregados a prestadores de servicios debidamente autorizados para al transporte y disposición de los residuos sólidos urbanos,</li> <li>▪ Se utilizarán charolas de contención para evitar impactos al suelo o piso del área.</li> <li>▪ Los trabajos de mantenimiento a maquinaria y equipos serán realizados en talleres especializados fuera del área de influencia del proyecto, con el objeto de evitar la contaminación del suelo por hidrocarburos.</li> </ul>
Aire	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Generación de gases contaminantes</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Quedarán prohibidas las actividades relacionadas con la quema a cielo abierto de cualquier tipo de residuo.</li> <li>▪ Se cuidará que los vehículos automotores tengan el debido mantenimiento y los motores afinados y en condiciones óptimas de operación. Los vehículos que no cumplan los requisitos no podrán usarse durante las obras.</li> <li>▪ Minimizar las emisiones a la atmósfera generadas por la maquinaria a utilizar para la apertura de la zanja, respetando los límites máximos permisibles de emisión de gases contaminantes provenientes del escape de los vehículos automotores en circulación que usan gasolina como combustible, de acuerdo a lo establecido en la NOM-041-SEMARNAT-vigente,</li> <li>▪ Minimizar las emisiones provenientes de motores de combustión interna a gasolina y/o diésel, que se utilizará para el funcionamiento de compresores, asegurando el buen funcionamiento del mismo mediante registros de mantenimiento de dicho motor,</li> <li>▪ Circulación de los vehículos automotores a baja velocidad (20 Km/h) dentro del área donde se desarrollará la obra civil y en los caminos de acceso.</li> </ul>
Flora	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Despalme</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ En las áreas contiguas a la excavación, con pendientes mayores a 5%, se considerará una restauración de vegetación, como medida de prevención de la erosión del suelo,</li> <li>▪ Durante esta etapa se cuidará que la vegetación nativa no sea dañada. En los casos donde esto se requiera, solo se podrá realizar la remoción de vegetación silvestre, en lo más mínimo posible, la cual, se restaurará al concluir con las etapas de preparación y construcción del proyecto,</li> <li>▪ Durante esta etapa se asegurará que las especies de árboles existentes no</li> </ul>

*[Handwritten signature and initials]*



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial

**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**  
Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

FACTOR	IMPACTO	MEDIDAS DE MITIGACIÓN PARA LA ETAPA DE CONSTRUCCIÓN
		<p>sean impactadas negativamente.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Se elaborará un programa que contemple el seguimiento de las actividades de restauración, hasta su conclusión.</li> <li>En el predio de la ERM, se conservará un mínimo de 12% de la superficie total, como área verde.</li> </ul>
Ruido	<ul style="list-style-type: none"> <li>Impactos a la sociedad por ruido</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Restricción del horario de operaciones de las obras de construcción. Se restringirá el horario para la utilización de maquinaria con altas emisiones de ruido sobre todo en los sitios donde existen comunidades cercanas, este horario ira de 08:00 a 19:00 h.</li> </ul>
Agua	<ul style="list-style-type: none"> <li>Hidrología Superficial</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Durante la construcción del gasoducto, no se cruzarán cuerpos de agua importantes, ni tampoco se generarán aguas residuales durante la obra civil del <b>PROYECTO</b>.</li> <li>Se evitarán o minimizarán fugas de combustibles, lubricantes o materiales peligrosos, especialmente en áreas cercanas a drenajes o dentro de áreas de treinta metros de cualquier cuerpo de agua,</li> <li>No se realizarán cargas de combustibles, lubricantes o manejo de sustancias peligrosas a menos de treinta metros de cualquier cuerpo de agua o drenaje,</li> <li>El <b>REGULADO</b> garantizará que, tanto en el predio donde se ubicará la ERM como en los trayectos donde se instalará el gasoducto, se instalarán materiales y se aplicarán procedimientos constructivos que no impidan la infiltración de agua de lluvia al subsuelo.</li> </ul>
Paisaje	<ul style="list-style-type: none"> <li>Apariencia visual</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Control del material extraído de la trinchera, disponiéndolo a un costado de ésta en forma ordenada.</li> <li>Reducción del tiempo de la trinchera abierta.</li> <li>La excavación para la instalación del Gasoducto, se realizará únicamente por terrenos y caminos agrícolas, además se designarán sitios específicos para la instauración de la infraestructura provisional, tales como: letrinas y sitios para el almacenamiento temporal de residuos, principalmente.</li> </ul>

FACTOR	IMPACTO	MEDIDAS DE MITIGACIÓN PARA LA ETAPA DE OPERACIÓN
Operación	<ul style="list-style-type: none"> <li>Operación y mantenimiento</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Al iniciar la operación del sistema de transporte, se ejecutarán medidas de restauración de flora, las cuales consistirán en reforestar el suelo del derecho de vía en los casos donde se haya afectado a la vegetación silvestre o nativa de la región.</li> <li>Se establecerán programas de mantenimiento preventivo y correctivo en tiempos específicos de acuerdo a los procedimientos existentes elaborados por parte del <b>REGULADO</b>.</li> <li>Se colocarán señalamientos preventivos y restrictivos</li> <li>Se mantendrán calibrados los dispositivos de medición, y se realizarán verificaciones a los mismos de manera diaria.</li> </ul>

*P*  
*[Handwritten signature]*



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial  
**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**  
Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

FACTOR	IMPACTO	MEDIDAS DE MITIGACIÓN PARA LA ETAPA DE OPERACIÓN
		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ La ERM cumplirá con los requisitos de la norma NOM-007-SECRE-2010, asegurándose de resistir las cargas a las que puedan estar sometidas y proteger el equipo instalado en la ERM,</li> <li>▪ Las válvulas de seccionamiento se instalarán en registros subterráneos, con la finalidad de que el recinto en el subsuelo mitigue las consecuencias de una posible afectación por explosión o incendio,</li> <li>▪ Se realizarán pruebas, que certifiquen la calidad integral y resistencia mecánica de los equipos (calibración de los diferentes dispositivos de seguridad y medición, así como la instrumentación de la Estación de Regulación, medición de espesores en tuberías de conducción y estado físico de los señalamientos instalados en el derecho de vía del sistema de transporte de Gas Natural.</li> <li>▪ Se cumplirá y reforzará constantemente la capacitación del personal operativo y de control, respecto a los procedimientos de respuesta a emergencia, así como del mantenimiento, identificación, operación y manejo los principales equipos contra incendio.</li> <li>▪ Se elaborará y pondrá en práctica un programa de simulacros.</li> <li>▪ Antes de la puesta en marcha del <b>PROYECTO</b> se asegurará que los procedimientos operativos, garanticen actividades de mantenimiento y operación de una manera segura y eficaz, asimismo contará con procedimientos que proporcionen las condiciones de seguridad.</li> <li>▪ Revisión periódica de la respuesta del personal operativo para determinar la efectividad de los procedimientos para controlar operaciones anormales y, en su caso, tomar las acciones correctivas donde se encuentren deficiencias</li> </ul>

### Medidas de Prevención en la Operación del Sistema de Transporte de Gas Natural

El **REGULADO** describió las medidas de prevención a instalar para asegurar la correcta ejecución del **PROYECTO** en las etapas de preparación del sitio, construcción, operación y mantenimiento en las **Páginas 01 a la 15** del **Capítulo VI** de la **MIA-P**.

Por lo antes expuesto, y con fundamento en el artículo 30 primer párrafo de la **LGEEPA**, el **REGULADO** indicó en la **MIA-P**, la descripción de los posibles aspectos del ecosistema que pudieran ser afectados por las obras y/o actividades contempladas en el **PROYECTO**, para las obras de construcción, operación, mantenimiento y abandono considerando el conjunto de los elementos que conforma el ecosistema involucrado, señalando las medidas preventivas, de mitigación, y las demás necesarias para evitar y/o reducir al mínimo los efectos negativos sobre el ambiente, las cuales esta **DGGTA** considera que son ambientalmente viables de llevarse a cabo, toda vez que previenen,

Página 21 de 47



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial

**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**  
Oficio ASEA/UGI/DGGTÀ/1206/2016

controlan, minimizan y/o compensan el nivel de los impactos ambientales que fueron identificados y evaluados y que se pudieran ocasionar por el desarrollo del **PROYECTO**; asimismo, se cumple con lo establecido en el artículo 44 **REIA**, ya que se evaluaron todos y cada uno de los elementos que constituyen el ecosistema, así como la utilización de los recursos naturales previendo la integridad funcional y las capacidades de carga del ecosistema de los que forman parte dichos recursos.

**Pronósticos ambientales y, en su caso, evaluación de alternativas**

- XVI. Que el artículo 12 fracción VII del **REIA**, establece que la **MIA-P** debe contener los pronósticos ambientales y, en su caso, evaluación de alternativas para el **PROYECTO**; en este sentido y dado que el **PROYECTO** se programó en un sitio que ya había sido impactado por actividades antropogénicas como la agricultura además de que se encuentra dentro de un derecho de vía, por lo que se reducirán las afectaciones significativas en las actividades de construcción, operación, mantenimiento y abandono. Para llegar a disminuir las afectaciones, el **REGULADO** cumplirá con las medidas de mitigación propuestas en la **MIA-P** presentada.

**Identificación de los instrumentos metodológicos y elementos técnicos que sustentan la información señalada en las fracciones anteriores**

- XVII. Que de acuerdo con lo dispuesto por el artículo 12 fracción VIII del **REIA**, el **REGULADO**, debe hacer un razonamiento en el cual demuestre la identificación de los instrumentos metodológicos y de los elementos técnicos que sustentan los resultados de la **MIA-P**, la información con la que dio cumplimiento a las fracciones II a VII del citado precepto, ésta **DGGTA** determina que en la información presentada por el **REGULADO** en la **MIA-P**, fueron considerados los instrumentos metodológicos, a fin de poder llevar a cabo una descripción del **SA** en el cual se encuentra el **PROYECTO**; de igual forma fueron empleados durante la valoración de los impactos ambientales que pudieran ser generados por las etapas de construcción, operación y mantenimiento y abandono del sitio; asimismo, fueron presentados los planos de conjunto, mismos que corresponden a los elementos técnicos que sustentan la información que conforma la **MIA-P**.



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial

**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**

Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

- XVIII. Que conforme a lo establecido en el Acuerdo<sup>3</sup> y respecto de lo manifestado en el **ERA** del **PROYECTO**, el **REGULADO** realizará actividades altamente riesgosas por el manejo y distribución de Gas Natural, con un inventario de Gas Natural empacado en cantidades iguales o mayores a la cantidad de reporte de **500 kg** señalada en el Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 04 de mayo de 1992, que determina las actividades que deben considerarse como altamente riesgosas, fundamentándose en la acción o conjunto de acciones, ya sean de origen natural o antropogénico, que estén asociadas con el manejo de sustancias con propiedades inflamables y explosivas, en cantidades tales que, de producirse una liberación, sea por fuga o derrame de las mismas o bien una explosión, ocasionarían una afectación significativa al ambiente, a la población o a sus bienes. Sin embargo el **REGULADO** incluyó dentro de la **MIA-P** el correspondiente **ERA** el cual considera **03 escenarios** para la tubería que conforma el **PROYECTO (8"Ø DN)** y las **dos ERM's**, en virtud de que la cantidad de Gas Natural que será manejada para la operación del **PROYECTO**, rebasada los límites de acuerdo al Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas.

Por lo que, de acuerdo con la información presentada a través del **ERA** el **REGULADO** presentó las modelaciones de los eventos de riesgo que fueron identificados de acuerdo al análisis de riesgo aplicado a través del método HAZOP; asimismo, para la simulación de los mismos utilizó el software SCRI (Modelos de Simulación para el análisis de consecuencias por Fuego y Explosión, versión 1.4 y el de Modelos atmosféricos y riesgos industriales, versión 4.4).

El **REGULADO** expuso los escenarios que se describen a continuación, corresponden a fugas de gas que alcanzan una fuente de ignición (JET FIRE) y sobrepresión provocada por nubes explosivas, en tramos específicos de la trayectoria del **PROYECTO**.

**Escenario 1.** Coordenadas 22° 27' 53.06" Latitud Norte y 97° 59' 11.62" Longitud Oeste. Ocurre una fuga de gas natural en el gasoducto de 8"Ø en acero al carbón que opera a una presión de 1,765.2 kPa, debido a la rotura diametral del 100% (para el evento más catastrófico) y del 20% (para el evento más probable), a causa de daños provocados por terceros (**vandalismo, terrorismo y/o afectaciones por maquinaria pesada**), lo

<sup>3</sup> Acuerdo por medio del cual las Secretarías de Gobernación y Desarrollo Urbano y Ecología expiden el segundo listado de actividades altamente riesgosas, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 4 de mayo de 1992.



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial

**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**  
Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

cual provoca que se fugue el Gas Natural durante un periodo de tiempo hasta entrar en contacto con una fuente de ignición.

GAS NATURAL DEL NOROESTE, S.A. de C.V.				Escenario 1. Gasoducto de 8"Ø a la salida de la Estación de Medición.			
% de Ruptura por un impacto. Gasoducto de 8"Ø a la salida de la Estación de Medición.	Jet Fire		Explosión no confinada		Chorro Horizontal		
	Radios de afectación (m)	Radiación Térmica (RT) Zonas de Riesgo (ZR)	Radios de Afectación (m)	Sobrepresiones y Zonas de Riesgo	Radios de Afectación (m)	(ppm)	
Evento al 100%	80.03	ZAR 5 kW/m <sup>2</sup>	191.33	ZAR 1 psi	238.73	10,000	
	150.88	ZA 1.4 kW/m <sup>2</sup>	325.24	ZA 0.5 psi	35.09	50,000	
Evento al 20%	17.39	ZAR	65.84	ZAR	0	150,000	
	32.68	ZA	111.93	ZA	64.14	1,000	
					0	5,000	
					0	15,000	

**Escenario 2.** Coordenadas 22° 27' 25.92" Latitud Norte y 97° 58' 53.16" Longitud Oeste. Ocurre una fuga de gas natural en el gasoducto de 8"Ø en acero al carbón que opera a una presión de 1 765,2 kPa, debido a la rotura diametral del 100% (para el evento más catastrófico) y del 20% (para el evento más probable), a causa de daños provocados por terceros (**vandalismo, terrorismo y/o afectaciones por maquinaria pesada**), lo cual provoca que se fugue el gas natural durante un periodo de tiempo hasta entrar en contacto con una fuente de ignición.

GAS NATURAL DEL NOROESTE, S.A. de C.V.				Escenario 2. Gasoducto de 8"Ø		
% de Ruptura por un impacto. Gasoducto de 8"Ø	Jet Fire		Explosión no confinada		Chorro Horizontal	
	Radios de afectación (m)	Radiación Térmica (RT) Zonas de Riesgo (ZR)	Radios de Afectación (m)	Sobrepresiones y Zonas de Riesgo	Radios de Afectación (m)	(ppm)
Evento al	80.03	ZAR	191.33	ZAR	238.73	10,000



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial  
**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**  
Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

GAS NATURAL DEL NOROESTE, S.A. de C.V.			Escenario 2. Gasoducto de 8"Ø			
% de Ruptura por un impacto. Gasoducto de 8"Ø	Jet Fire		Explosión no confinada		Chorro Horizontal	
	Radios de afectación (m)	Radiación Térmica (RT) Zonas de Riesgo (ZR)	Radios de Afectación (m)	Sobrepresiones y Zonas de Riesgo	Radios de Afectación (m)	(ppm)
100%		5 kW/m <sup>2</sup>		1 psi	35.09	50,000
	150.88	ZA 1.4 kW/m <sup>2</sup>	325.24	ZA 0.5 psi	0	150,000
Evento al 20%	17.39	ZAR	65.84	ZAR	64.14	1,000
					0	5,000
	32.68	ZA	111.93	ZA	0	15,000

**Escenario 3.** Coordenadas 22° 26' 51.71" Latitud Norte y 97° 58' 15.56" Longitud Oeste. Ocurre una fuga de gas natural en el gasoducto de 8"Ø en acero al carbón que opera a una presión de 1 765,2 kPa, debido a la rotura diametral del 100% (para el evento más catastrófico) y del 20% (para el evento más probable), a causa de daños provocados por terceros (**vandalismo, terrorismo y/o afectaciones por maquinaria pesada**), lo cual provoca que se fugue el gas natural durante un periodo de tiempo hasta entrar en contacto con una fuente de ignición.

GAS NATURAL DEL NOROESTE, S.A. de C.V.			Escenario 3. Gasoducto de 8"Ø a la entrada de la ERM			
% de Ruptura por un impacto. Gasoducto de 8"Ø a la entrada de la ERM "Dynasol"	Jet Fire		Explosión no confinada		Chorro Horizontal	
	Radios de afectación (m)	Radiación Térmica (RT) Zonas de Riesgo (ZR)	Radios de Afectación (m)	Sobrepresiones y Zonas de Riesgo	Radios de Afectación (m)	(ppm)
Evento al 100%	80.03	ZAR 5 kW/m <sup>2</sup>	191.33	ZAR 1 psi	238.73	10,000
					35.09	50,000
	150.88	ZA 1.4 kW/m <sup>2</sup>	325.24	ZA 0.5 psi	0	150,000



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial  
**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**  
Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

GAS NATURAL DEL NOROESTE, S.A. de C.V.			Escenario 3. Gasoducto de 8"Ø a la entrada de la ERM			
% de Ruptura por un impacto. Gasoducto de 8"Ø a la entrada de la ERM "Dynasol"	Jet Fire		Explosión no confinada		Chorro Horizontal	
	Radios de afectación (m)	Radiación Térmica (RT) Zonas de Riesgo (ZR)	Radios de Afectación (m)	Sobrepresiones y Zonas de Riesgo	Radios de Afectación (m)	(ppm)
Evento al 20%	17.39	ZAR	65.84	ZAR	64.14	1,000
	32.68	ZA	111.93	ZA	0	5,000
					0	15,000

En este mismo sentido, el **REGULADO** describió las interacciones del **PROYECTO** con instalaciones de riesgo, para cada escenario, mismas que se describen a continuación:

### Escenario 1.

EFECTOS SOBRE LA POBLACIÓN Y/O INFRAESTRUCTURA EXISTENTES EN LA ZA Y ZAR	
Jet Fire	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <u>Infraestructura presente en la ZAR (83.26 kW/m<sup>2</sup> a 5 kW/m<sup>2</sup>, en un radio de 0 a 80.03 m).</u></li> <li>- Instalaciones de la Estación de Medición de Interconexión existente.</li> <li>- Vehículos que transiten por la carretera Tampico - Ciudad Mante al momento en que se origine el chorro de fuego.</li> <li>• <u>Personas que transiten por la ZAR (83.26 kW/m<sup>2</sup> a 5 kW/m<sup>2</sup>, en un radio de 0 a 80.03 m), al momento que ocurra el siniestro:</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>- A los 13 segundos de exposición a la radiación, presentarán dolor severo,</li> <li>- A los 40 segundos, presentarán quemaduras de segundo grado, considerando también asfixia por la disminución de Oxígeno y la exposición a los humos generados por el incendio.</li> </ul> </li> <li>• <u>Infraestructura presente en la ZA (5 kW/m<sup>2</sup> a 1.4 kW/m<sup>2</sup>, en un radio partir de 80.03 hasta los 150.88 m).</u></li> <li>- Instalaciones de la Estación de Medición de Interconexión existente.</li> <li>- Vehículos que transiten por la carretera Tampico - Ciudad Mante al momento en que se origine el chorro de fuego.</li> <li>• <u>Personas que transiten por la ZA (5 kW/m<sup>2</sup> a 1.4 kW/m<sup>2</sup>, en un radio partir de 80.03 hasta los 150.88 m), al momento que ocurra el siniestro:</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>- A los 115 segundos de exposición a la radiación, presentarán dolor severo en la piel expuesta,</li> <li>- Después de 663 segundos (11.05 min), presentarán quemaduras de segundo grado.</li> </ul> </li> </ul>
Explosión no Confinada	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <u>Infraestructura y habitantes presentes en la ZAR (773.86 psi a 1 psi en un radio de 0 m hasta 191.33 m) y ZA (1 psi a 0.5 psi en un radio a partir de 191.33 m hasta 325.24 m).</u></li> <li>- Instalaciones de la Estación de Medición de Interconexión existente.</li> </ul>



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial  
**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**  
Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

EFECTOS SOBRE LA POBLACIÓN Y/O INFRAESTRUCTURA EXISTENTES EN LA ZA Y ZAR	
	- Vehículos que transiten por la carretera Tampico - Ciudad Mante al momento en que se origine el chorro de fuego.
	<b>Sobrepresión</b> <b>Daño esperado</b>
	1.0    Demolición parcial de casas, éstas se vuelven inhabitables,
	2.0    Colapso parcial de muros y techos de casas,
	3.0    Edificios con estructura de acero, distorsionados y arrancados de sus cimientos,
	4.0    Ruptura de recubrimientos de edificios industriales ligeros,
	5.0    Postes de madera arrancados,
	7.0    Volcadura de carros de ferrocarril con carga,
	9.0    Demolición de contenedores de ferrocarril con carga,
	10    Posible destrucción total de edificios.
Chorro Horizontal	Daños en la salud de los habitantes localizados dentro de cualquiera de los radios de afectación, ya que de acuerdo a la <b>OSHA (Administración de Seguridad y Salud Ocupacional)</b> , el gas natural se considera como un asfixiante simple a cualquier concentración, por lo que no se establecen tiempos máximos permisibles de exposición a dicha sustancia de acuerdo a la NOM-010-STPS-1999.

**Escenario 2.**

EFECTOS SOBRE LA POBLACIÓN Y/O INFRAESTRUCTURA EXISTENTES EN LA ZA Y ZAR	
Jet Fire	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <u>Infraestructura presente en la ZAR (105.18 kW/m<sup>2</sup> a 5 kW/m<sup>2</sup>, en un radio de 0 a 23.02 m).</u></li> <li>- Instalaciones de la Estación de Regulación y Medición "Ropa Viva"</li> <li>- Vehículos que transiten por la antigua carretera México – Querétaro al momento en que se origine el chorro de fuego.</li> <li>• <u>Personas que transiten por la ZAR (105.18 kW/m<sup>2</sup> a 5 kW/m<sup>2</sup>, en un radio de 0 a 23.02 m), al momento que ocurra el siniestro:</u></li> <li>- A los 13 segundos de exposición a la radiación, presentarán dolor severo,</li> <li>- A los 40 segundos, presentarán quemaduras de segundo grado, considerando también asfixia por la disminución de Oxígeno y la exposición a los humos generados por el incendio.</li> <li>• <u>Infraestructura presente en la ZA (5 kW/m<sup>2</sup> a 1.4 kW/m<sup>2</sup>, en un radio partir de 23.02 hasta los 43.15 m).</u></li> <li>- Instalaciones de la Estación de Regulación y Medición "Ropa Viva"</li> <li>- Vehículos que transiten por la antigua carretera México – Querétaro al momento en que se origine el chorro de fuego.</li> <li>• <u>Personas que transiten por la ZA (5 kW/m<sup>2</sup> a 1.4 kW/m<sup>2</sup>, en un radio partir de 23.02 hasta los 43.15 m), al momento que ocurra el siniestro:</u></li> <li>- A los 115 segundos de exposición a la radiación, presentarán dolor severo en la piel expuesta,</li> <li>- Después de 663 segundos (11.05 min.), presentarán quemaduras de segundo grado.</li> </ul>
Explosión no	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <u>Infraestructura y habitantes presentes en la ZAR (152.41 psi a 1 psi en un radio de 0 m hasta 80.18 m) y ZA (1 psi a 0.5 psi en un radio a partir de 80.18 m hasta 136.29 m).</u></li> </ul>

*Handwritten signature and initials*



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial  
**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**  
Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

EFECTOS SOBRE LA POBLACIÓN Y/O INFRAESTRUCTURA EXISTENTES EN LA ZA Y ZAR																			
Confinada	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Instalaciones de la Estación de Regulación y Medición "Ropa Viva" y Quinta las Palmas</li> <li>- Vehículos que transiten por la antigua carretera México – Querétaro al momento en que se origine la explosión.</li> </ul>																		
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Sobrepresión</th> <th>Daño esperado</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1.0</td> <td>Demolición parcial de casas, éstas se vuelven inhabitables,</td> </tr> <tr> <td>2.0</td> <td>Colapso parcial de muros y techos de casas,</td> </tr> <tr> <td>3.0</td> <td>Edificios con estructura de acero, distorsionados y arrancados de sus cimientos,</td> </tr> <tr> <td>4.0</td> <td>Ruptura de recubrimientos de edificios industriales ligeros,</td> </tr> <tr> <td>5.0</td> <td>Postes de madera arrancados,</td> </tr> <tr> <td>7.0</td> <td>Volcadura de carros de ferrocarril con carga,</td> </tr> <tr> <td>9.0</td> <td>Demolición de contenedores de ferrocarril con carga,</td> </tr> <tr> <td>10</td> <td>Posible destrucción total de edificios.</td> </tr> </tbody> </table>	Sobrepresión	Daño esperado	1.0	Demolición parcial de casas, éstas se vuelven inhabitables,	2.0	Colapso parcial de muros y techos de casas,	3.0	Edificios con estructura de acero, distorsionados y arrancados de sus cimientos,	4.0	Ruptura de recubrimientos de edificios industriales ligeros,	5.0	Postes de madera arrancados,	7.0	Volcadura de carros de ferrocarril con carga,	9.0	Demolición de contenedores de ferrocarril con carga,	10	Posible destrucción total de edificios.
Sobrepresión	Daño esperado																		
1.0	Demolición parcial de casas, éstas se vuelven inhabitables,																		
2.0	Colapso parcial de muros y techos de casas,																		
3.0	Edificios con estructura de acero, distorsionados y arrancados de sus cimientos,																		
4.0	Ruptura de recubrimientos de edificios industriales ligeros,																		
5.0	Postes de madera arrancados,																		
7.0	Volcadura de carros de ferrocarril con carga,																		
9.0	Demolición de contenedores de ferrocarril con carga,																		
10	Posible destrucción total de edificios.																		
Chorro Horizontal	Daños en la salud de los habitantes localizados dentro de cualquiera de los radios de afectación, ya que de acuerdo a la <b>OSHA (Administración de Seguridad y Salud Ocupacional)</b> , el gas natural se considera como un asfixiante simple a cualquier concentración, por lo que no se establecen tiempos máximos permisibles de exposición a dicha sustancia de acuerdo a la NOM-010-STPS-1999.																		

**Escenario 3.**

EFECTOS SOBRE LA POBLACIÓN Y/O INFRAESTRUCTURA EXISTENTES EN LA ZA Y ZAR	
Jet Fire	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <u>Infraestructura presente en la ZAR (105.18 kW/m<sup>2</sup> a 5 kW/m<sup>2</sup>, en un radio de 0 a 23.02 m).</u></li> <li>- Instalaciones de la Estación de Regulación y "Medición Modelos Yasiro"</li> <li>- Vehículos que transiten por la antigua carretera México – Querétaro al momento que se origine el chorro de fuego.</li> <li>• <u>Personas que transiten por la ZAR (105.18 kW/m<sup>2</sup> a 5 kW/m<sup>2</sup>, en un radio de 0 a 23.02 m), al momento que ocurra el siniestro:</u></li> <li>- A los 13 segundos de exposición a la radiación, presentarán dolor severo,</li> <li>- A los 40 segundos, presentarán quemaduras de segundo grado, considerando también asfixia por la disminución de Oxígeno y la exposición a los humos generados por el incendio.</li> <li>• <u>Infraestructura presente en la ZA (5 kW/m<sup>2</sup> a 1.4 kW/m<sup>2</sup>, en un radio partir de 23.02 hasta los 43.15 m).</u></li> <li>- Instalaciones de la Estación de Regulación y "Medición Modelos Yasiro"</li> <li>- Vehículos que transiten por la antigua carretera México – Querétaro al momento que se origine el chorro de fuego</li> <li>• <u>Personas que transiten por la ZA (5 kW/m<sup>2</sup> a 1.4 kW/m<sup>2</sup>, en un radio partir de 23.02 hasta los 43.15 m), al momento que ocurra el siniestro:</u></li> <li>- A los 115 segundos de exposición a la radiación, presentarán dolor severo en la piel expuesta,</li> <li>- Después de 663 segundos (11.05 min.), presentarán quemaduras de segundo grado.</li> </ul>
Explosión	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <u>Infraestructura y habitantes presentes en la ZAR (152.41 psi a 1 psi en un radio de 0 m hasta</u></li> </ul>

P  
S  
P



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial  
**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**  
Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

EFECTOS SOBRE LA POBLACIÓN Y/O INFRAESTRUCTURA EXISTENTES EN LA ZA Y ZAR	
no Confinada	80.18 m) y ZA (1 psi a 0.5 psi en un radio a partir de 80.18 m hasta 136.29 m). - Instalaciones de la empresa Modelos Yasiro, instalaciones de la Estación de Regulación y Medición y casas habitación existentes en los alrededores de la tubería de 2" D.N. - Vehículos que transiten por la antigua carretera México – Querétaro al momento que se origine la explosión.
	Sobrepresión
	Daño esperado
	1.0 Demolición parcial de casas, éstas se vuelven inhabitables,
	2.0 Colapso parcial de muros y techos de casas,
	3.0 Edificios con estructura de acero, distorsionados y arrancados de sus cimientos,
	4.0 Ruptura de recubrimientos de edificios industriales ligeros,
	5.0 Postes de madera arrancados,
	7.0 Volcadura de carros de ferrocarril con carga,
	9.0 Demolición de contenedores de ferrocarril con carga,
	10 Posible destrucción total de edificios.
Chorro Horizontal	Daños en la salud de los habitantes localizados dentro de cualquiera de los radios de afectación, ya que de acuerdo a la <b>OSHA (Administración de Seguridad y Salud Ocupacional)</b> , el gas natural se considera como un asfixiante simple a cualquier concentración, por lo que no se establecen tiempos máximos permisibles de exposición a dicha sustancia de acuerdo a la NOM-010-STPS-1999.

**Recomendaciones técnico operativas**

El **REGULADO** mencionó en el **ERA** que utilizó la técnica del HAZOP (Hazard and Operability) para la evaluación y determinación de riesgos, así como la metodología denominada Árbol de Fallas, en específico con el Software FaultreEase para la determinación de la probabilidad de ocurrencia de riesgos y mediante los paquetes SCRI (Modelos de Simulación para el análisis de consecuencias por Fuego y Explosión, versión 1.4 y el de Modelos atmosféricos y riesgos industriales, versión 4.4), asimismo indicó que realizó las simulaciones de fugas de gas natural, de lo cual, aunado a los recorridos en campo donde se instalará el presente **PROYECTO**, se derivan las siguientes recomendaciones:

- Aplicar el programa de mantenimiento Predictivo, Preventivo y Correctivo, y llevar registros de control, con el objeto de constatar que las actividades de mantenimiento se realizan de una manera eficiente y reducir los riesgos que se puedan generar debido a fallas en componentes mecánicos, instrumentación en general, y en la integridad mecánica del gasoducto.

*[Handwritten signatures and initials]*



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial

## Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento

Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

- Definir un responsable de la elaboración y ejecución del programa de mantenimiento, así como un supervisor que asegure la correcta aplicación del mismo.
- Elaborar y poner en práctica un programa para la calibración de los instrumentos de medición y control, así como para el mantenimiento de los mismos de acuerdo a las especificaciones del fabricante.
- Realizar celajes diarios por parte de técnicos capacitados y contar con registros de las verificaciones a realizar en cada uno de los recorridos por las instalaciones.
- Contar con un sistema de comunicación directa con oficinas de proveedor del gas natural, para reportar cualquier falla en el suministro de gas, así como cualquier emergencia que requiera el cierre del Gasoducto principal que suministrará el energético.
- Capacitar al personal en relación a la aplicación de los procedimientos operativos para realizar acciones correctivas eficientes en caso de presentarse aumentos o caídas de presión en las instalaciones, así mismo, registrar en bitácora las lecturas diarias de los parámetros de operación establecidos, tales como Flujo, Temperatura y Presión, principalmente.
- Aislar las Estaciones de Regulación (en su caso), de acuerdo a los requisitos de la norma **NOM-007-SECRE-2010**, asegurándose de resistir las cargas a las que puedan estar sometidas y proteger el equipo instalado en la estación, de manera que no se vea afectada por la generación de incendios cercanos a la instalación, así como para la protección contra impactos que se generen por accidentes vehiculares y/o actos vandálicos en la zona donde se ubicará dicha instalación.
- Elaborar y poner en práctica un programa de capacitación dirigido al personal operativo, en relación a los procedimientos establecidos para la ejecución de las actividades de mantenimiento.
- Realizar simulacros de tal manera que se asegure la eficiente capacidad de respuesta, ante una emergencia o simplemente para la ejecución de las actividades de mantenimiento, con el fin de prevenir la afectación a la instalación, debido a maniobras erróneas por parte de los operadores.



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial

**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**

Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

- Establecer claramente las políticas de actuación de los sistemas de seguridad (prioridades, puntos de ajuste, principalmente) ante eventos de alta presión.
- Elaborar y poner en práctica una lista de verificación del ducto y accesorios, con el objeto de llevar un control en cuanto a la integridad mecánica de las mismas.
- Las actividades de verificación visual, se deberán realizar diariamente, y al detectar alguna anomalía en la instalación, actuar correctamente con apego a los procedimientos establecidos.
- Instalar letreros y señalamientos alusivos al peligro que representa la instalación, con el objeto de alertar a las personas que transitan por dicha zona.

Asimismo, las etapas de operación y mantenimiento, se considera que es una actividad no significativamente impactante al ambiente, de llevarse en forma adecuada y basada en el cumplimiento de la normatividad vigente, tanto federal, estatal como municipal, para cada ámbito de incidencia; por lo anterior, el **REGULADO** describió en las **Páginas 51 a la 55 del Capítulo VI del ERA**, las medidas, equipos, dispositivos y sistemas de seguridad con los que contará el **PROYECTO** para la prevención, control y atención de eventos extraordinarios; las cuales se presentan a continuación:

- A. Medidas, equipos, dispositivos y sistemas de seguridad con que contará la instalación, considerados para la prevención, control y atención de eventos extraordinarios.

Los equipos contemplados para la atención de emergencias y sucesos que pudieran presentarse en la operación del gasoducto, son:

- Sistema de pararrayos y sistema de tierras. Se deberá asegurar todo el sistema para transporte de gas natural y las Estaciones de Regulación y Medición (ERM), para que cuenten con sistema conectado a la red de tierras físicas y pararrayos. La verificación de los mismos, quedará incluida en el programa General de Mantenimiento.
- Sistema de Seguridad por sobrepresión. El sistema para transporte de gas natural contará con un sistema de seguridad por sobrepresión a la salida de las ERM, la cual se usa el 20% por arriba del valor máximo de operación en el sistema.



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial

**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**  
Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

- Extinción de incendios. Para este tipo de contingencias, la empresa cuenta con procedimientos que se enfocan en mitigar la fuente de la fuga en el gasoducto, así como también con extintores de acuerdo a la **NOM-002-STPS-2010**; se tienen contemplados los extintores de Polvo Químico Seco (PQS), Bióxido de Carbono y sistemas para aspersión de agua en la estación de regulación y medición.

En el caso de un incendio por fuga de gas, se tomarán en cuenta las siguientes indicaciones:

**a) Fuga de gas natural a la atmósfera, sin incendio:**

Si esto sucede a la intemperie, el gas natural se disipa fácilmente en las capas superiores de la atmósfera; contrariamente, cuando queda atrapado en la parte inferior de techumbres se forman mezclas explosivas con gran potencial para explotar, y explotarán violentamente al entrar en contacto con una fuente de ignición.

- Verificar anticipadamente por medio de pruebas y Auditorias de Seguridad, que la integridad mecánica-eléctrica de las instalaciones está en óptimas condiciones (diseño, construcción y mantenimiento) de acuerdo a las especificaciones establecidas en normas para gasoductos que incluya válvulas, conexiones y accesorios.
- Se instalarán detectores de mezclas explosivas, calor y humo con alarmas audibles y visuales.

**b) Incendio de una fuga de Gas Natural:**

En caso de incendio por fuga de gas natural, procede lo siguiente:

- Se activa el plan de emergencia, según la magnitud del evento,
- Aún sin incendio, asegurarse que el personal utilice el equipo de protección para combate de incendios,
- Bloquear las válvulas que alimentan la fuga y proceder con los movimientos operacionales de ataque a la emergencia, mientras tanto, serán enfriadas con agua las superficies de las instalaciones expuestas al calor.



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial  
**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**  
Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

Aunado a lo anterior, el **PROYECTO**, contará con los siguientes dispositivos y equipos para emergencias:

Cantidad	Artículo	Especificaciones
1	Medidor de temperatura ambiente,	Graficador de temperatura,
1	Detector de gas (espacios cerrados),	Exposímetro,
1	Medidor de energía,	Milímetro digital,
1	Medidor de presión,	Graficador de presión,
1	Detector de gas natural,	Micro gas,
1	Medidor de mercaptano en sistema,	Detección (odorizante),
1	Medidor de presión (digital),	Manómetro digital,
1	Medidor de temperatura del gas,	Block calibrador de temperatura,
1	Medidor de presión,	Graficador de presión,
1	Detector de fallas fusion bond (en tubería de A.C.),	SPY,
1	Calibrador de espesores,	Positector UTG-ME,
1	Probador portátil para presión hidráulica,	0-3000 PSI,
1	Equipo de auto riego,	Motor a gasolina de 15 HPS,
1	Pulidor industrial,	127 V / 15 A,
2	Equipo abrebridas,	Abrebridas,
1	Compresor de aire,	Capacidad 50 L de 2 1/2" HP de 16 PSI,
1	Generador eléctrico,	16 HP,
1	Equipo de aire autónomo,	--
1	Esmeril de banco.	560

### B. Medidas de Seguridad.

El **REGULADO**, cuenta con un programa de seguridad, del cual se deriva una serie de actividades preventivas-correctivas para la eficiente operación del **PROYECTO**, las cuales se indican en la siguiente tabla:

Actividades de Seguridad	Frecuencia
Tener actualizado el directorio, que incluya todos los teléfonos de las dependencias oficiales, municipales, estatales y federales; incluyendo el del proveedor del energético,	Bimestral
Tener actualizado el directorio, que incluya los teléfonos, No. de extensión y celular del personal responsable de producción, operación y mantenimiento de los posibles socios,	Bimestral
Verificación del patrullaje o celaje del gasoducto (vigía),	Semanal
Llevar a cabo el programa de capacitación y simulacros,	Mensual
Evidencia que el personal cuenta con su Equipo de Protección Personal (EPP),	Bimestral



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial  
**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**  
Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

Actividades de Seguridad	Frecuencia
Realizar una lista de verificación (L.V.) para el equipo del kit de emergencia, así como para su funcionamiento,	Mensual
Revisar el inventario del kit de emergencia,	Mensual
Reporte y Control de Afectaciones en el gasoducto,	Semanal
Programa de Pláticas sobre el manejo del Gas Natural a clientes y a la comunidad,	Semanal
Convenio de Ayuda Mutua.	Mensual

En el mismo sentido, el **REGULADO**, indicó que cuenta con un programa anual de operación y mantenimiento, el cual está enfocado a disminuir el riesgo de eventos que lleguen a impactar el ecosistema y dañar la integridad mecánica de la instalación. A continuación se indican las actividades de mantenimiento preventivo a realizar en la Estación de Medición de interconexión y de los posibles socios comerciales.

Actividad	Frecuencia
Lecturas de presión.	1 Mes
Monitoreo de fugitivos de gas natural: Caseta.	1 Mes
Aseo total de la Estación de Regulación.	1 Mes
Verificar funcionamiento y conexiones (computador de flujo).	1 Mes
Expulsión de impurezas de los filtros.	1 Mes
Revisión general del gabinete (falta o daño a pintura).	1 Mes
Verificar funcionamiento de los instrumentos de medición.	1 Mes
Verificar funcionamiento de reguladores de presión.	1 Mes
Mantenimiento preventivo a reguladores de presión.	6 Meses
Inspección visual de señalamientos.	1 Mes
Calibrar válvulas de relevo.	6 Meses
Inspección visual de válvulas de relevos.	1 Mes
Inspección visual de válvulas de paso.	1 Mes
Verificar funcionamiento de las válvulas de paso.	1 Mes



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial

**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**

Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

**C. Verificación de Operación y Mantenimiento.**

1. Procedimientos de Operación y Mantenimiento,
2. Señalamientos,
3. Registros de vigilancia y patrullaje,
4. Registros de inspección de los dispositivos de control de presión,
5. Mantenimiento de registros,
6. Registros de mantenimiento de válvulas,
7. Control de corrosión externa,
8. Registros de Inspección y mantenimiento a estación de medición y regulación,
9. Documentación histórica y evaluación de la ingeniería,
10. Programa y registros de capacitación y/o entrenamiento.

**D. Verificación de Seguridad.**

1. Plan Integral de Seguridad y Protección Civil,
2. Programa de Prevención de Accidentes y registros de simulacros,
3. Programa para la prevención de daños,
4. Programa de auxilio,
5. Programa de recuperación,
6. Educación al público,
7. Investigación de fallas,
8. Procedimientos de emergencias.

**E. Como parte del análisis, esta DGGTA recomienda las acciones preventivas complementarias para el PROYECTO, las cuales se describen a continuación:**

- Capacitación al personal en el manejo de Gas Natural; la capacitación será específica.
- Contar con procedimientos internos de trabajo para eliminar al máximo las malas prácticas de operación y los errores humanos.
- Realizar la inspección periódica a los sistemas de transporte y distribución de gas natural (ductos), con la finalidad de detectar a tiempo alguna falla o pequeña fuga.
- El personal deberá de contar con el equipo de seguridad adecuado de acuerdo a



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial

**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**  
Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

su actividad.

- Contar con sistemas, equipos y dispositivos de seguridad, que garanticen la prevención y control de eventos de riesgo (Fugas Accidentales de Gas Natural) dentro de las instalaciones.

XIX. Que esta **DGGTA**, en estricto cumplimiento con lo establecido en la **LGEEPA**, particularmente en el artículo 35 tercer párrafo y en el artículo 44 de su **REIA**, valoró los posibles efectos sobre los ecosistemas que la construcción, operación y mantenimiento del **PROYECTO** pudieran ocasionar por su realización. Asimismo, evaluó la eficacia en la identificación y evaluación de los impactos ambientales y su efecto sobre los distintos componentes ambientales, así como la congruencia y factibilidad técnica con respecto a las medidas de mitigación y compensación propuestas por el **REGULADO**, considerando para todo ello el **SA**. Por lo anterior y de acuerdo con la evaluación y análisis en materia de impacto y riesgo ambiental, esta **DGGTA** identificó que no se presentarán impactos ambientales significativos por la construcción, operación, mantenimiento y abandono del **PROYECTO**; sin embargo, existe la probabilidad de presentarse un evento no deseado en materia de riesgo ambiental; así, el **REGULADO** señaló que la probabilidad de que dichos eventos se presenten es baja; no obstante, se aplicarán una serie de medidas encaminadas a minimizar la probabilidad de ocurrencia de los eventos antes señalados.

Por lo antes expuesto, el **REGULADO** dio cumplimiento al artículo 30, primer párrafo de la **LGEEPA**, ya que presentó la descripción de los posibles efectos en el ecosistema que pudiera ser afectado por las actividades de construcción, operación, mantenimiento y abandono del **PROYECTO**, considerando el conjunto de los elementos que conforman el ecosistema involucrado, señalando las medidas preventivas, de mitigación y las demás necesarias para evitar y/o reducir al mínimo los efectos negativos sobre el ambiente; asimismo, se cumple con lo establecido en el artículo 44 fracciones I y II del **REIA**, dado a que se evaluaron todos y cada uno de los elementos que constituyen el ecosistema, así como la utilización de los recursos naturales previendo la integridad funcional y las capacidades de carga del ecosistema de los que forman parte dichos recursos.

Por lo anterior, el **PROYECTO** cumple con lo establecido en el artículo 44 del **REIA**, ya que:



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial

**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**

Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

1. La propuesta de **SA** presentada permitió la evaluación del efecto de las obras y/o actividades en el ecosistema y área de influencia del **PROYECTO**, durante el tiempo previsto para la construcción, operación y mantenimiento y no solamente en el predio.
2. El desarrollo del **PROYECTO**, no ocasionará efectos potenciales sobre los recursos naturales presentes en la zona donde opera el mismo, por lo que no se pondrá en riesgo la integridad funcional y las capacidades de carga del ecosistema del que forman parte los recursos existentes en el área donde se realizará el **PROYECTO**.
3. El **REGULADO** sometió a consideración de esta **DGGTA** una serie de medidas preventivas, de mitigación y compensación, con la finalidad de evitar o reducir al mínimo los efectos negativos de los impactos ambientales no relevantes que se presentarán sobre el ambiente, las cuales esta **DGGTA** consideró viables de ser aplicadas.

En apego a lo expuesto y de conformidad con lo dispuesto en los artículos 28 fracción 1, 35 fracción II de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente; 2 segundo párrafo, 3 fracciones I, Bis; 5 inciso C) y D) fracción VII, 45 fracción II del Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en materia de Evaluación de Impacto Ambiental; 2 del Reglamento de las Actividades a que se Refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos; 1, 3 fracción XI, inciso c), 4, 5 fracción XVIII, 7 fracción I de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, 4 fracción XVIII, 18 fracción III y 28 fracción II del Reglamento Interior de la Agencia Nacional Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, Normas Oficiales Mexicanas: **NOM-041-SEMARNAT-2006**, **NOM-045-SEMARNAT-2006**, **NOM-052-SEMARNAT-2005**, **NOM-059-SEMARNAT-2010**, **NOM-080-SEMARNAT-1994**, **NOM-081-SEMARNAT-1994**, **NOM-129-SEMARNAT-2006**, **NOM-161-SEMARNAT-2011**, **NOM-003-SECRE-2011**, **NOM-007-SECRE-2010**, **NOM-009-SECRE-2002**, Programa de Ordenamiento Ecológico General del Territorio (POEGT) y al Programa de Ordenamiento Ecológico Marino y Regional del Golfo de México y Mar Caribe (POEMyRGMMyMC); esta **DGGTA** en el ejercicio de sus atribuciones, determina que el **PROYECTO**, objeto de la evaluación que se dictamina con este instrumento es



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial

**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**  
Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

ambientalmente viable, y por lo tanto ha resuelto **AUTORIZARLO DE MANERA CONDICIONADA**, debiéndose sujetar a los siguientes

**TÉRMINOS:**

**PRIMERO.-** La presente resolución en materia de Impacto y Riesgo Ambiental se emite en referencia a los aspectos ambientales correspondientes a la construcción, operación, mantenimiento y abandono del **PROYECTO** denominado "**SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL, DE GAS NATURAL DEL NOROESTE, S.A. DE C.V., RAMAL ALTAMIRA**" en el municipio de Altamira, estado de Tamaulipas.

Las particularidades y características del **PROYECTO** se desglosan en el **Considerando VIII**. Las características y condiciones de operación deberán ser tal y como fueron citadas en el **Capítulo II** de la **MIA-P**, y el **ERA**.

**SEGUNDO.-** La presente autorización, tendrá una vigencia de **once (11) meses** para la preparación de sitio y construcción y **treinta (30) años** para la operación y mantenimiento del **PROYECTO**. Dicho plazo comenzará a computarse a partir del día siguiente hábil a aquel en que haya surtido efecto la notificación del presente resolutivo. Misma vigencia que podrá ser modificada a solicitud del **REGULADO**, previa acreditación de haber cumplido satisfactoriamente con todos los Términos y Condicionantes del presente resolutivo, así como de las medidas de prevención, mitigación y/o compensación establecidas por el **REGULADO** en la documentación presentada.

Para lo anterior, deberá solicitar por escrito a esta **DGGTA** la aprobación de su solicitud, conforme a lo establecido en el trámite COFEMER con número de homoclave **SEMARNAT-04-008** de forma previa a la fecha de su vencimiento. Asimismo, dicha solicitud deberá acompañarse de un informe suscrito por el representante legal del **REGULADO**, debidamente acreditado, con la leyenda de que se presenta bajo protesta de decir verdad, sustentándolo en el conocimiento previo del **REGULADO** al artículo 420 fracciones II, IV y V Quater del Código Penal Federal.

El informe antes citado deberá detallar la relación pormenorizada de la forma y resultados alcanzados con el cumplimiento a los Términos y Condicionantes establecidos en la presente autorización.



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial  
**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**  
Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

El informe referido podrá ser sustituido por el documento oficial emitido por la **Unidad de Supervisión, Inspección y Vigilancia Industrial** de esta **DGGTA**, a través del cual se haga constar la forma como el **REGULADO** ha dado cumplimiento a los Términos y Condicionantes establecidos en la presente autorización; en caso contrario, no procederá dicha gestión.

**TERCERO:** El **REGULADO** una vez que el **PROYECTO** inicie la fase de operación, deberá presentar en el término de **60 días hábiles** el Estudio de Riesgo Ambiental (**ERA**) para instalaciones en operación, de acuerdo a lo establecido por el trámite **SEMARNAT-07-008**. Para tal efecto deberá considerar, entre otros, la información final de la ingeniería aprobada para construcción y los planos "*como fue construido (as built)*" de la instalación. Así mismo, deberá utilizar un proceso metodológico para la identificación de peligros y evaluación de riesgos que permita establecer con precisión, y resultado de la aplicación de ese proceso metodológico, los escenarios de riesgos seleccionados para la simulación de consecuencias, así como las medidas de prevención y de mitigación para administrar de forma adecuada los riesgos identificados. Adicionalmente y tomando como base los resultados del **ERA**, deberá presentar su Programa para la Prevención de Accidentes, trámite **SEMARNAT-07-013**, el cual debe ser consistente con los escenarios de riesgo derivados del **ERA** e incluir las acciones pertinentes tendientes a la reducción de los escenarios de riesgos, así como para contar con los servicios, equipos, sistemas de seguridad y personal capacitado para atender los escenarios de emergencias identificados en el **ERA**.

**CUARTO.-** De conformidad con el artículo 35 último párrafo de la **LGEPA** y 49 del **REIA**, la presente autorización se refiere única y exclusivamente a los aspectos ambientales de las obras y actividades descritas en el **TÉRMINO PRIMERO** para el **PROYECTO**, sin perjuicio de lo que determinen las autoridades locales en el ámbito de su competencia y dentro de su jurisdicción, quienes determinarán las diversas autorizaciones, permisos, licencias, entre otros, que se refieren para la realización de las obras y actividades del **PROYECTO** en referencia.

**QUINTO.-** La presente resolución se emite únicamente en materia ambiental por las actividades descritas en el **TÉRMINO PRIMERO** del presente oficio y que corresponden a la evaluación de los impactos ambientales derivados por la operación, mantenimiento y abandono del **PROYECTO** relacionado con la industria del petróleo y para la distribución



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial  
**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**  
Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

de hidrocarburos que prevean actividades altamente riesgosas, tal y como lo disponen los artículos 28 fracción I de la **LGEEPA** y 5 inciso D) fracción VII del **REIA**.

**SEXTO.-** La presente resolución no autoriza la construcción, operación y/o ampliación de ningún tipo de actividades que no estén consideradas en el **TÉRMINO PRIMERO** del presente oficio; sin embargo, en el momento que el **REGULADO** decida llevar a cabo cualquier actividad diferente a la autorizada, directa o indirectamente vinculada al **PROYECTO**, deberá hacerlo del conocimiento de esta **DGGTA**, atendiendo lo dispuesto en el **TÉRMINO OCTAVO** del presente oficio.

**SÉPTIMO.-** El **REGULADO** queda sujeto a cumplir con la obligación contenida en el artículo 50 del **REIA**, en caso de que se desista de realizar las obras y actividades, motivo de la presente autorización, para que esta **DGGTA** proceda, conforme a lo establecido en su fracción II y en su caso, determine las medidas que deban adoptarse a efecto de que no se produzcan alteraciones nocivas al ambiente.

**OCTAVO.-** El **REGULADO**, en el supuesto de que decida realizar modificaciones al **PROYECTO**, deberá solicitar la autorización respectiva a esta **DGGTA**, en los términos previstos en el artículo 28 del **REIA**, con la información suficiente y detallada que permita a esta autoridad, analizar si el o los cambios decididos no causarán desequilibrios ecológicos, ni rebasarán los límites y condiciones establecidos en las disposiciones jurídicas relativas a la protección al ambiente que le sean aplicables, así como lo establecido en los Términos y Condicionantes del presente oficio. Para lo anterior, previo al inicio de las obras y/o actividades que se pretenden modificar, el **REGULADO** deberá notificar dicha situación a esta **DGGTA**, en base al trámite COFEMER con número de homoclave **SEMARNAT-04-008** previo al inicio de las actividades del **PROYECTO** que se pretende modificar. Queda prohibido desarrollar actividades distintas a las señaladas en la presente autorización.

**NOVENO.-** De conformidad con lo dispuesto por el artículo 35 párrafo cuarto, fracción II de la **LGEEPA** que establece que una vez evaluada la manifestación de impacto ambiental, la Secretaría emitirá la resolución correspondiente en la que podrá autorizar de manera condicionada la obra o actividad de que se trate y considerando lo establecido por el artículo 47 primer párrafo del **REIA** que establece que la ejecución de la obra o la realización de la actividad de que se trate deberá sujetarse a lo previsto en la resolución respectiva, esta **DGGTA** establece que las actividades autorizadas del **PROYECTO**,



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial

**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**

Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

estarán sujetas a la descripción contenida en la **MIA-P** y el **ERA**, y en los planos incluidos en la documentación de referencia, a las normas oficiales mexicanas que al efecto se expidan y a las demás disposiciones legales y reglamentarias, así como a lo dispuesto en la presente autorización conforme a las siguientes:

**CONDICIONANTES:**

El **REGULADO** deberá:

1. Con fundamento en lo establecido en los artículos 15 fracciones I a la V y 28, párrafo primero de la **LGEEPA**, así como en lo que señala el artículo 44 fracción III del **REIA**, una vez concluida la evaluación de la manifestación de impacto ambiental, la Secretaría podrá considerar las medidas preventivas, de mitigación y las demás que sean propuestas de manera voluntaria por el **REGULADO** para evitar o reducir al mínimo los efectos negativos sobre el ambiente, esta **DGGTA** establece que el **REGULADO** deberá cumplir con todas y cada una de las medidas de mitigación y compensación que propuso en la **MIA-P**, las cuales esta **DGGTA** considera que son viables de ser instrumentadas y congruentes con la finalidad de proteger al ambiente y del **SA** del **PROYECTO** evaluado; asimismo, deberá acatar lo establecido en la **LGEEPA**, y del **REIA**, las normas oficiales mexicanas y demás ordenamientos legales aplicables al desarrollo del **PROYECTO** sin perjuicio de lo establecido por otras instancias (federales, estatales y locales) competentes al caso, así como para aquellas medidas que esta **DGGTA** está requiriendo sean complementadas en las presentes condicionantes. El **REGULADO** deberá presentar informes de cumplimiento de las medidas propuestas en la **MIA-P** y el **ERA**, el informe deberá ser presentado ante la **Unidad de Supervisión, Inspección y Vigilancia Industrial**, de esta **DGGTA** de manera anual durante **cinco** años. El primer informe será presentado a los doce meses después de recibido el presente resolutivo.

El **REGULADO** será responsable de que la calidad de la información presentada en los reportes e informes derivados de la ejecución del informe antes citado, permitan a la autoridad evaluar y en su caso verificar el cumplimiento de los criterios de valoración de los impactos ambientales y de los términos y condicionantes establecidas en el presente oficio resolutivo.



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial

**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**  
Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

2. Realizar las siguientes medidas adicionales en materia de Fauna durante todas las etapas del **PROYECTO**:

En el remoto caso de que se presente cualquier especie faunística, se encuentre o no enlistada en la NOM-059-SEMARNAT-2010 durante la realización del **PROYECTO**; el **REGULADO**, ejecutará acciones de ahuyentamiento o desplazamiento hacia otros lugares. En caso de que se encuentren individuos que no puedan desplazarse rápidamente, se realizará un rescate de estos y se liberarán en un área similar al hábitat del cual fueron extraídos.

3. Con fundamento en lo dispuesto por los artículos 35 de la **LGEEPA** y el artículo 51, fracción I del **REIA** y tomando en cuenta que las obras y actividades del **PROYECTO** umentan el nivel de riesgo, con posibles afectaciones en las zonas adyacentes al PROYECTO, existiendo la posibilidad de liberarse sustancias que al contacto con el ambiente se transformen en tóxicas y/o generen eventos de incendio y/o explosión y conforme a la Ley, el reglamento respectivo y demás disposiciones aplicables, esta **DGGTA** determina que el **REGULADO** deberá presentar la propuesta de la adquisición y/o contratación de un instrumento de garantía que asegure el debido cumplimiento de las condicionantes enunciadas en el presente oficio resolutivo. Cabe señalar que el tipo y monto del instrumento de garantía responderá a estudios técnico-económicos; que consideren el costo económico que implica el desarrollo de las actividades inherentes al **PROYECTO** en cada una de sus etapas que fueron señaladas en la **MIA-P**; el cumplimiento de los términos y condicionantes, así como el valor de la reparación de los daños que pudieran ocasionarse por el incumplimiento de los mismos.

En este sentido, el **REGULADO** deberá presentar previo al inicio de cualquier actividad relacionada con el **PROYECTO**, la garantía financiera ante esta **DGGTA**; para lo cual, el **REGULADO** deberá presentar en un plazo máximo de **tres meses** contados a partir de la recepción del presente oficio el Estudio Técnico Económico (ETE) a través del cual se determine el tipo y monto del instrumento de garantía; así como la propuesta de dicho instrumento, para que esta **DGGTA** en un plazo no mayor a **10 días hábiles** analice y en su caso, apruebe la propuesta del tipo y monto de garantía; debiendo acatar lo establecido en el artículo 53 primer párrafo del **REIA**.



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial  
**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**  
Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

4. Cumplir con todas y cada una de las medidas preventivas, de control y/o atención que propuso en el **ERA** del **PROYECTO**, las cuales esta **DGGTA** considera que son viables de ser instrumentadas y congruentes con la protección al ambiente, con el fin de evitar o reducir al mínimo los efectos negativos sobre el ambiente, además de evitar daños a la salud de la población y sus bienes conforme a lo siguiente:
- a) Llevar a cabo todas y cada una de las medidas preventivas señaladas en el **ERA**, las cuales deberán ser incluidas dentro del informe señalado en la **CONDICIONANTE 1** del presente oficio.
  - b) Presentar al municipio de Altamira, estado de Tamaulipas, un resumen ejecutivo del **ERA** presentado con la memoria técnica, en donde se muestren los radios potenciales de afectación, a efecto de que dicha instancia observe dentro de sus ordenamientos jurídicos la regulación del uso de suelo en la zona, con el propósito de salvaguardar la integridad de la población, proteger el ambiente y preservar, restaurar y aprovechar de manera sustentable los recursos naturales respectivos, fundamentalmente en la realización de actividades productivas y la localización de asentamientos humanos; lo anterior, con fundamento en el artículo 5 fracción XVIII de la **LGEEPA**. Así mismo, deberá remitir copia del acuse de recibo debidamente requisitado por dicha autoridad a esta **DGGTA**.
5. Para el término de la vida útil del **PROYECTO** (abandono) el **REGULADO** procederá a su desmantelamiento y/o demolición restaurando el sitio en la medida de lo posible a sus condiciones originales.
- Para tal efecto el **REGULADO** deberá presentar ante esta **DGGTA**, un programa para su respectiva validación y una vez avalado, deberá notificar que dará inicio a las actividades correspondientes para que la **Unidad de Supervisión, Inspección y Vigilancia Industrial** verifique su cumplimiento, debiendo presentar el informe final de abandono y rehabilitación del sitio.
6. Ejecutar el **Programa de Vigilancia Ambiental (PVA)**, en el que se vean reflejadas todas aquellas acciones planteadas por el **REGULADO** para su seguimiento, monitoreo y evaluación, se deberá presentar dicho programa con una periodicidad anual durante los primeros **cinco años** posteriores a esta autorización.



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial

**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**  
Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

7. No realizar bajo ninguna circunstancia:
- a) Actividades de compra, venta, captura, colecta, comercialización, tráfico o caza de los individuos de especies de flora y fauna silvestres terrestres presentes en la zona del **PROYECTO** o sus inmediaciones, durante las etapas que comprende el **PROYECTO**. Será responsabilidad del **REGULADO** el adoptar las medidas que garanticen el cumplimiento de esta disposición; además, será responsable de las acciones que en contrario a lo dispuesto realicen sus trabajadores o empresas contratistas.
  - b) La quema de material vegetal (hierbas) o de cualquier otro tipo de residuos durante las etapas que comprende el **PROYECTO**.
  - c) Invasión de áreas excedentes que no estén contempladas en la presente resolución.
  - d) Interrumpir o desviar cualquier cauce o flujo de escurrimientos (temporales o permanentes), drenes, arroyos, canales, o cualquier otro tipo de cuerpos de agua que no se encuentren descritos en el presente oficio.
  - e) Depositar en zonas de escorrentías superficiales y/o sitios que sustenten vegetación forestal, materiales producto de las obras y/o actividades de las distintas etapas, así como, verter o descargar cualquier tipo de material, sustancia o residuo contaminante y/o tóxico que puede alterar las condiciones de escorrentías.

Las acciones señaladas anteriormente deberán quedar plasmadas dentro del **PVA**.

**DÉCIMO.-** El **REGULADO** deberá presentar informes del cumplimiento de los Términos y Condicionantes del presente resolutivo y de las medidas que propuso en la **MIA-P**. El informe citado deberá ser presentado a la **Unidad de Supervisión, Inspección y Vigilancia Industrial** con una periodicidad anual y durante cinco (05) años contados a partir del día siguiente hábil a aquel en que haya surtido efecto la notificación del presente resolutivo.



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial  
**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**  
Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

**DECIMOPRIMERO.-** La presente resolución sólo se refiere a la evaluación del impacto ambiental que se prevé sobre el o los ecosistemas<sup>[4]</sup> de los que forma parte el sitio del **PROYECTO** y su área de influencia, que fueron descritas en la Manifestación de Impacto Ambiental modalidad Particular, presentada, conforme a lo indicado en el artículo 30 de la **LGEEPA**, por lo que, la presente resolución **no constituye un permiso o autorización de inicio de obras**, ya que las mismas son competencia de otras instancias (municipales, estatales y/o federales) de conformidad con lo dispuesto en el principio de concurrencia previsto en el artículo 73 fracción XXIX-G de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; asimismo, la presente resolución **no reconoce o valida la legítima propiedad y/o tenencia de la tierra**; por lo que, quedan a salvo las acciones que determine la propia **DGGTA**, las autoridades federales, estatales y municipales en el ámbito de sus respectivas competencias.

En este sentido, es obligación del **REGULADO** contar de manera previa al inicio de cualquier actividad relacionada con el **PROYECTO** con la totalidad de los permisos, autorizaciones, licencias, entre otros, que sean necesarias para su realización, conforme a las disposiciones legales vigentes aplicables en cualquier materia distinta a la que se refiere la presente resolución. En particular deberá contarse con un Dictamen técnico **para las etapas de diseño y operación** emitido por una Unidad de Verificación con acreditación y aprobación vigente que avale el cumplimiento de la **NOM-007-SECRE-2010**.

La presente resolución que expide esta **DGGTA** no deberá ser considerada como causal (vinculante) para que otras autoridades en el ámbito de sus respectivas competencias otorguen sus autorizaciones, permisos o licencias, entre otros, que les correspondan.

La presente resolución no exime al **REGULADO** del cumplimiento de las disposiciones aplicables derivadas la Ley de Hidrocarburos como la presentación de la evaluación de impacto social que establece el artículo 121 de la citada ley.

**DECIMOSEGUNDO.-** El **REGULADO** deberá dar aviso a la **DGGTA** de la fecha de conclusión de las diferentes etapas del **PROYECTO**, conforme con lo establecido en el artículo 49 segundo párrafo del **REIA**. Para lo cual comunicará por escrito a la **DGGTA**

[4] Ecosistema.- Unidad funcional básica de interacción de los organismos vivos entre sí y de éstos con el ambiente, en un espacio y tiempo determinados. (art. 3, fracción III, de la LGEEPA)



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial

**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**  
Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

del inicio de las obras y/o actividades autorizadas, dentro de los **quince días** siguientes a que hayan dado inicio, así como la fecha de terminación de dichas obras a los **quince días** posteriores a que esto ocurra.

**DECIMOTERCERO.-** La presente resolución a favor del **REGULADO** es personal. Por lo que, en caso de cambio en la titularidad y de conformidad con el artículo 49 segundo párrafo del **REIA**, el **REGULADO** deberá presentar a la **DGGTA** el Aviso de Cambio de Titularidad de la Autorización de Impacto Ambiental con base en el trámite COFEMER con número de homoclave **SEMARNAT-04-009**.

**DECIMOCUARTO.-** El **REGULADO** será el único responsable de garantizar la realización de las acciones de mitigación, restauración y control de todos aquellos impactos ambientales atribuibles a la operación y mantenimiento del **PROYECTO**, que no hayan sido considerados por la misma, en la descripción contenida en la documentación presentada en la **MIA-P**.

En caso de que las obras y actividades autorizadas pongan en riesgo u ocasionen afectaciones que llegasen a alterar los patrones de comportamiento de los recursos bióticos y/o algún tipo de afectación, daño o deterioro sobre los elementos abióticos presentes en el predio del **PROYECTO**, así como en su área de influencia, la **DGGTA** podrá exigir la suspensión de las obras y actividades autorizadas en el presente oficio, así como la instrumentación de programas de compensación, además de alguna o algunas de las medidas de seguridad prevista en el artículo 170 de la **LGEEPA**.

**DECIMOQUINTO.-** La **DGGTA**, a través de la **Unidad de Supervisión, Inspección y Vigilancia Industrial** vigilará el cumplimiento de los Términos y Condicionantes establecidos en el presente instrumento, así como los ordenamientos aplicables en materia de impacto ambiental. Para ello ejercerá, entre otras, las facultades que le confieren los artículos 55, 59 y 61 del **REIA**.

**DECIMOSEXTO.-** El **REGULADO** deberá mantener en su domicilio registrado en la **MIA-P** copias respectivas del expediente, de la propia **MIA-P** y el **ERA** de los planos del **PROYECTO**, así como de la presente resolución, para efectos de mostrarlas a la autoridad competente que así lo requiera.



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de  
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial  
**Dirección General de Gestión de Transporte y Almacenamiento**  
Oficio ASEA/UGI/DGGTA/1206/2016

**DECIMOSÉPTIMO.-** Se hace del conocimiento del **REGULADO**, que la presente resolución emitida, con motivo de la aplicación de la **LGEEPA**, su **REIA** y las demás previstas en otras disposiciones legales y reglamentarias en la materia, podrá ser impugnada, mediante el recurso de revisión, conforme a lo establecido en los artículos 176 de la **LGEEPA**, mismo que podrá ser presentado dentro del término de **quince días hábiles** contados a partir de la formal notificación de la presente resolución.

**DECIMOCTAVO.-** Notifíquese al **ING. JOSÉ DE JESÚS MEZA MUÑIZ** Representante Legal de la empresa **GAS NATURAL DEL NOROESTE, S.A. DE C.V.**, la presente resolución personalmente, de conformidad con el artículo 35 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.

**ATENTAMENTE**

**ING. RICARDO CRUZ CRUZ**

"Con fundamento en lo dispuesto en el artículo 48 del Reglamento Interior de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, en suplencia por ausencia del Director General de Gestión de Transporte y Almacenamiento, previa designación mediante Oficio ASEA/UGI/0121/2016, de fecha 27 de julio de 2016, firma el Ing. Ricardo Cruz Cruz, Director de Autorización de Sistemas de Administración, Protocolos de Emergencia y Garantías".

Por un uso responsable del papel, las copias de conocimiento de este asunto son remitidas vía electrónica

C.c.p. **Ing. Carlos de Regules Ruiz-Funes.** - Director Ejecutivo de la ASEA.- carlos.regules@asea.gob.mx  
**Francisco Javier García Cabeza de Vaca.** - Gobernador Constitucional del estado de Tamaulipas. Para conocimiento.  
**Ing. Armando López Flores.** - Presidente Municipal de Altamira, estado de Tamaulipas. contacto@altamira.gob.mx  
**Ing. José Luis González González.** - Jefe de la Unidad de Supervisión Inspección y Vigilancia Industrial de la ASEA.  
jose.gonzalez@asea.gob.mx  
**Biól. Ulises Cardona Torres.** - Jefe de la Unidad de Gestión Industrial de la ASEA.-ulises.cardona@asea.gob.mx

**Expediente:** 28TM2016G0018.  
**Bitácora:** 09/DMA0020/08/16

RPN/EHCH/MPSCE

BANORTE

BANORTE

TORREON, COAH

Lunes, 01 de Agosto de 2016

PLAZA: 060  
SUJETA: 0192 TORREON INDEPENDENCIA  
BANCO MERCANTIL DEL NORTE, S.A.,  
INSTITUCION DE BANCA MULTIPLE  
GRUPO FINANCIERO BANORTE

RECIBO BANCARIO DE PAGO DE CONTRIBUCIONES, PRODUCTOS Y  
AFROVECHAMIENTOS FEDERALES

RFC: 6807060503

DEMNOMINACION O RAZON SOCIAL: GAS NATURAL DEL NOROESTE SA DE CV

FECHA Y HORA DEL PAGO: 01/08/2016 15:10 hrs.  
NUMERO DE OFENCIUM: 203317342216  
LLAVE DE PAGO: 5E00F93581  
TOTAL EFECTIVAMENTE PAGADO: \$ 60,140  
DEPENDENCIA: 08 Secretaria de Medio Ambiente y Recursos Naturales

FOR EL CONCEPTO SIGUIENTE:

DERECHOS, PRODUCTOS Y AFROVECHAMIENTOS

CLAVE DE REFERENCIA DEL DFw: 004000904

CADESA DE LA DEPENDENCIA: 00110020520005

PERIODO: No Aplica Periodo

IMPORTE: 60,140

CANTIDAD PAGADA: 60,140

CLAVE	LENT	NO. TRAM	HORA	REFERENCIA
555	06	0199	15:10	

CADESA ORIGINAL

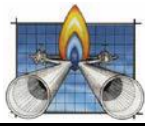
1110001=680706050303110017=60140120001=4007212000  
2=203317342216140001-20160801:40003=15:10:40008=5  
E00F93581:14704=60140:14708=60140:14720=60140:147  
23=034000904:14734=00110020520005:30003=000001000  
04700016357211

SELLO DIGITAL

!!0p50DRtWx3eZHf5kL/0v6w+dFAlC40NH16HLXaM0Gz/UcMC  
rpAr qbZqUhw5TFnEId17ZnCar1yHkdt4yeGzWkuCDy!MY0e  
qR860e5xX+Lx101dbf6JfWYiUnFp62LuvJkvna1HqqnIF  
kKFD0j9aHkRUS0a/J0R8b6szYH=!!

FIRMA DE CONFORMIDAD, SE REVISARON LOS DATOS

BANORTE



## CAPÍTULO I. DATOS GENERALES.

### I.1 Nombre o razón social de la empresa u organismo.

Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.

### I.2 Registro Federal de Contribuyentes de la empresa.

El Registro Federal de Contribuyentes (RFC) de la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., es: GNN 970605 3S3.

Ver Anexo 1. RFC del Promovente.

### I.3 Número de registro del Sistema de Información Empresarial Mexicano (SIEM) (opcional).

No se incluye.

### I.4 Cámara o asociación a la que pertenece, indicando el número de registro y la fecha de afiliación (opcional).

No se incluye.

### I.5 Actividad productiva principal del establecimiento.

Distribución de Gas Natural por ductos para uso propio de sus asociados.

### I.6 Clave CMAP.

De acuerdo a la Clasificación Mexicana de Actividades y Productos (CMAP) 1999, se determinó que la clave correspondiente a la actividad que realiza la empresa, es la que se indica a continuación:

Tabla I.6.1 Clave CMAP.

Clave	Actividad Económica	Descripción
623095	Distribución Urbana de Gas por Ductos	Suministro de gas por medio de ductos a las tomas de hogares o empresas, en sustitución al comercio de gas por medio de cilindros o la carga de tanques estacionarios.

### I.7 Código ambiental (CA).

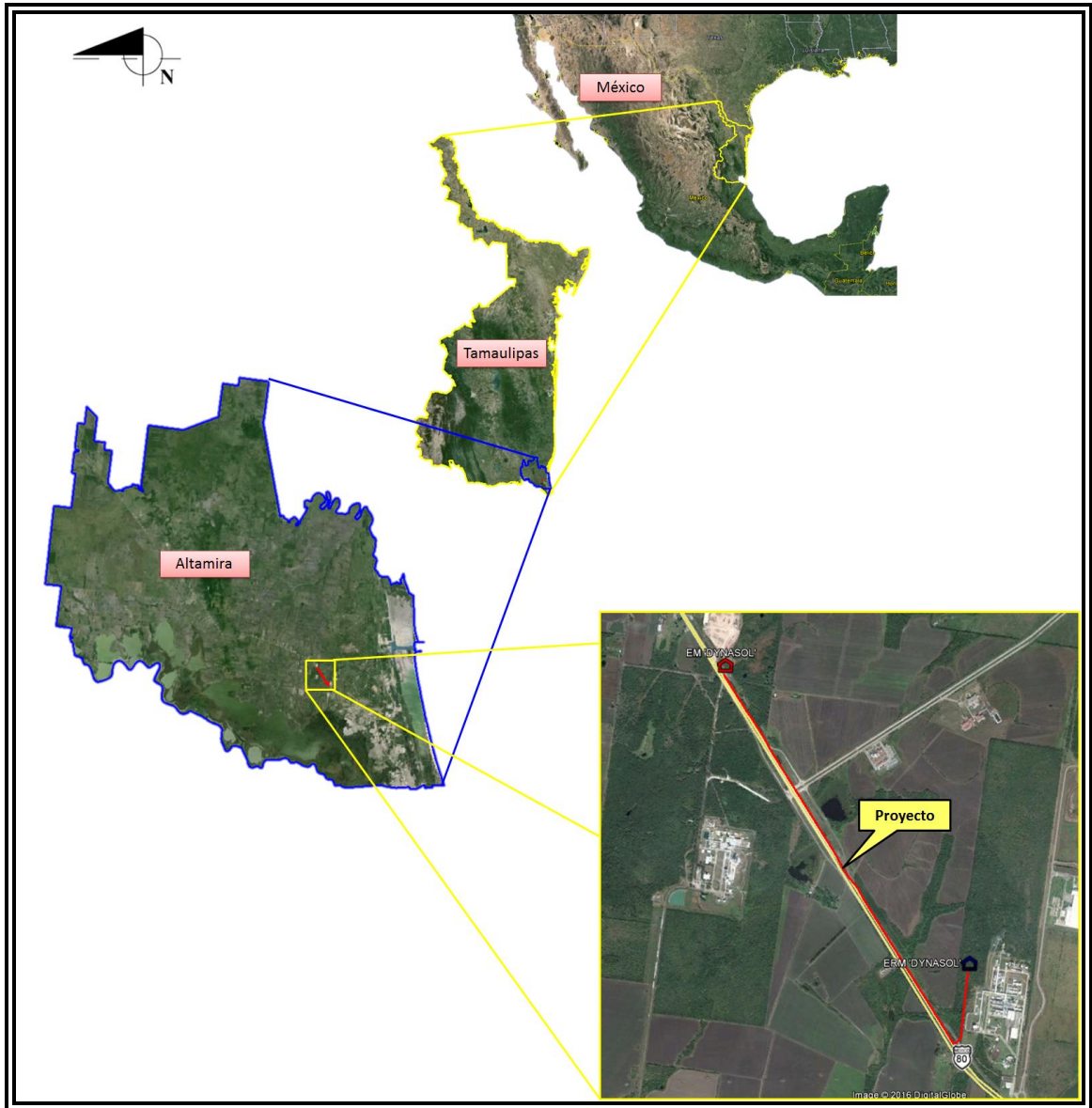
No aplica.

### I.8 Domicilio del establecimiento.

El presente proyecto corresponde a la construcción, instalación y operación de un sistema para transporte de gas natural para usos propios de Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V. (GNN), que tendrá incidencia en el municipio de Altamira, Tamaulipas, y estará compuesto por tubería en Acero al Carbón de 8" D.N. con una longitud total de 3 359 metros (3,35 km) (gasoducto principal) (Ver Figura



**I.8.1)**, una Estación de Medición (EM) en el punto de interconexión con la Estación de Regulación y Medición (ERM) existente del Sector Campo Tamaulipas – Constituciones, y una ERM para dar suministro de gas natural a las instalaciones de la empresa Dynasol.



**Figura I.8.1** Localización del sistema para distribución de Gas Natural promovido por la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.

### **I.9 Domicilio para oír y recibir notificaciones.**

**Dirección, teléfono y correo electrónico del representante legal, Art. 113 fracción I de la LFTAIP y 116 párrafo primero de la LGTAIP.**

[Redacted information]



**I.10 Fecha de inicio de operación.**

La empresa promovente del presente proyecto Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., tiene contemplado el inicio de operaciones el día 20 de Noviembre del 2017, una vez que se hayan obtenido todas las autorizaciones por parte de las autoridades Federales, Estatales y Municipales.

**I.11 Número de trabajadores.**

La operación del sistema para el transporte de gas natural será supervisada diariamente por 2 personas, quienes realizarán los celajes por todo el tendido del gasoducto.

**I.12 Total de horas semanales trabajadas en planta.**

El tiempo total a trabajar semanalmente es de 92 horas.

**I.13 Número de trabajadores promedio, por día y por turno laborado.**

El número de trabajadores que laborarán durante las diferentes etapas del proyecto son:

**Tabla I.13.1** Número de trabajadores promedio, por etapa y por turno laborado.

<b>Etapas</b>	<b>Personal</b>	<b>Turno</b>	<b>Horario</b>
Construcción	8 Personas	Mixto	8:00 – 14:00 16:00 – 18:00
Contratista	20 Personas	Mixto	8:00 – 14:00 16:00 – 18:00
Operación	2 Personas	Mixto	8:00 – 14:00 16:00 – 18:00

**I.14 ¿Es maquiladora de régimen de importación temporal?**

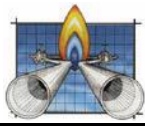
Debido a que la actividad principal de la empresa promovente del proyecto Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., es la distribución de gas natural por ductos, se determinó que no es maquiladora de régimen de importación temporal.

**I.15 ¿Pertenece a alguna corporación?**

Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V. no pertenece a ninguna corporación.

**I.16 Participación de capital.**

En este proyecto, la participación en cuanto a la aportación de capital, será del sector privado en un 100%.



**I.17 Número de empleos indirectos a generar.**

Se tiene contemplado que para la etapa de operación del proyecto se generen 2 empleos de forma directa, mientras que para las etapas de preparación y construcción se generarán empleos indirectos para los habitantes del municipio donde se ubicara el proyecto.

**I.18 Inversión estimada (M.N.)**

El programa de obra y crecimiento tendrá una inversión total de \$ 20 293 908,39

**I.19 Nombre del gestor o promovente.**

Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.

**Ver Anexo 2.** Acta Constitutiva.

**I.20 Registro Federal de Contribuyentes del gestor o promovente.**

El Registro Federal de Contribuyentes (RFC) de la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., es: GNN 970605 3S3.

**Ver Anexo 1.** RFC del promovente

**I.21 Departamento proponente del estudio de riesgo.**

Departamento de Estudios y Proyectos.

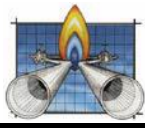
**I.22 Nombre completo, firma y puesto de la persona responsable de la instalación (Representante Legal).**

El responsable de la instalación del sistema para transporte de gas natural propiedad de la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., es el Ing. José de Jesús Meza Muñiz quien también tiene el cargo de Gerente General.

---

Ing. José de Jesús Meza Muñiz  
Representante Legal

**Ver Anexo 2.** Acta Constitutiva y Poder Legal.



**1.23 Nombre completo y firma del representante legal de la empresa, bajo protesta de decir la verdad.**

Los Representantes Legales de la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., son el Ing. José de Jesús Meza Muñiz y la Ing. Hortensia Lizeth Moreno Aparicio.

---

Ing. José de Jesús Meza Muñiz  
Representante Legal

---

Ing. Hortensia Lizeth Moreno Aparicio  
Representante Legal

**Ver Anexo 2.** Acta Constitutiva y Poder Legal.

**1.24 Nombre de la compañía encargada de la elaboración del estudio de riesgo.**

La empresa responsable de la elaboración del presente Estudio de Riesgo Ambiental (ERA) Nivel 0, es Ingeniería Ambiental Consultores, S.A. de C.V.

Registro STPS como agente capacitador externo: IAC-921028-6QA-0013.

Perito en Protección Ambiental #436 Colegio Nacional de Ingenieros Químicos y Químicos (CONIQQ).

**1.25 Domicilio de la compañía encargada de la elaboración del estudio de riesgo.**

**Dirección, teléfono y correo electrónico de persona física, Art. 113 fracción I de la LFTAIP y 116 párrafo primero de la LGTAIP.**

[Redacted]

**1.26 Nombre completo, puesto y firma de la persona responsable de la elaboración del estudio.**

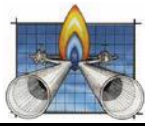
**Nombre de persona física, Art. 113 fracción I de la LFTAIP y 116 párrafo primero de la LGTAIP.**

[Redacted]

Nombre de persona física, Art. 113  
fracción I de la LFTAIP y 116  
párrafo primero de la LGTAIP.

---

[Redacted]



## **CAPÍTULO II. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN.**

### **II.1 Nombre de la instalación, haciendo una breve descripción de la actividad.**

El presente proyecto se denomina “Sistema de Transporte de Gas Natural, de Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., Ramal Altamira.”.

El presente proyecto corresponde a la construcción, instalación y operación de un sistema para transporte de gas natural para usos propios de Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V. (GNN), que tendrá incidencia en el municipio de Altamira, Tamaulipas, y estará compuesto por tubería en Acero al Carbón de 8” D.N. con una longitud total de 3 359 metros (3,35 km) (gasoducto principal), una Estación de Medición (EM) en el punto de interconexión con la Estación de Regulación y Medición (ERM) existente del Sector Campo Tamaulipas – Constituciones, y una ERM para dar suministro de gas natural a las instalaciones de la empresa Dynasol; el gas será transportado a una presión de 256 psig a un flujo máximo de 16,07 MMPCSD (millones de pies cúbicos estándar por día).

#### **II.1.1 Planes de crecimiento a futuro, señalando la fecha estimada de realización.**

De momento, la empresa Promoviente del presente proyecto no contempla planes de crecimiento a futuro.

#### **II.1.2 Fecha de inicio de operaciones.**

Actualmente la empresa promotora del proyecto Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., se encuentra realizando los trámites necesarios para iniciar con la etapa de construcción del proyecto; sin embargo, se tiene contemplado el inicio de operación el día 20 de Noviembre del 2017, una vez que se hayan obtenido todas las autorizaciones por parte de las autoridades Federales, Estatales y Municipales.

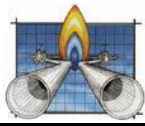
#### **II.1.3 Describir la instalación, indicando alcance e instalaciones que lo conforman, origen, destino, número de líneas, diámetro, longitud, servicio, capacidad proyectada, inversión y vida útil.**

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

El alcance del presente proyecto es el transporte de gas natural de acceso abierto hacia la empresa Dynasol (socio comercial) ubicado en el municipio de Altamira, Tamaulipas, mediante la instalación de 3 359 metros (3,35 km) de tubería en Acero al Carbón de 8” D.N, misma que quedará instalada de manera subterránea. Como infraestructura complementaria, se considera la instalación de una Estación de Medición (EM) en el punto de interconexión con la Estación de Regulación y Medición (ERM) existente del Sector Campo Tamaulipas – Constituciones, y una ERM para dar suministro de gas natural a las instalaciones de la empresa Dynasol, en donde se filtrará, medirá y regulará el gas natural a las condiciones de operación de los equipos de consumo.

##### **B. Origen y destino.**

El sistema para transporte tendrá como origen el punto de interconexión con la Estación de Regulación y Medición (ERM) existente del Sector Campo Tamaulipas – Constituciones, en este punto en donde quedará instalada una Estación de Medición en las coordenadas 22° 27' 53,16" Latitud Norte y 97° 59' 11,61 Longitud Oeste de donde partirá el sistema para transporte en tubería de 8” D.N., y abastecerá a la empresa Dynasol ubicada en el municipio de Altamira, Tamaulipas.



### **C. Número de líneas, diámetro, longitud.**

El proyecto consiste en un sistema para transporte de gas natural, compuesto por una línea principal de 8" D.N. en acero al carbón, mismo que abastecerá el energético a la empresa Dynasol (socio comercial). En la siguiente tabla se indican los principales componentes del proyecto:

**Tabla II.1.3.1 Componentes principales del sistema para transporte.**

<b>Componente</b>	<b>Coordenadas de ubicación</b>		<b>Intenciones de diseño</b>
	<b>Latitud Norte</b>	<b>Longitud Oeste</b>	
Estación de Medición	22° 27' 53,16"	97° 59' 11,61"	Medición del gas natural proveniente del proveedor
Tubería de 8" D.N.	--	--	Transporte de Gas Natural
ERM Dynasol	22° 26' 51,64"	97° 58' 15,24"	Recepción, filtración, regulación, medición y entrega de Gas Natural a la empresa Dynasol.

### **D. Servicio y capacidad proyectada.**

El servicio principal del presente proyecto es el transporte de gas natural al socio comercial ubicado en el municipio de Altamira, Tamaulipas, para lo cual se contempla una capacidad máxima de 16,07 Millones de Pies Cúbicos Estándar por Día (MMSCFD).

### **E. Inversión.**

La inversión del presente proyecto es de \$ 20 293 908,39.

### **F. Vida útil.**

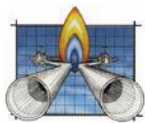
En base a la experiencia acumulada de la empresa promotora, diseñó el proyecto y realizará la construcción del sistema para transporte de gas natural para una vida útil de al menos 30 años en estado de operación, sin embargo este periodo de tiempo puede ser modificado hacia una vida mayor considerando el mantenimiento predictivo, preventivo y en su caso correctivo de la infraestructura a instalar.

#### **II.1.4 Señalar cuál es su antigüedad y vida útil remanente.**

El sistema para transporte de gas natural actualmente se encuentra en su etapa de planeación, por lo que aún no se encuentra en operación, sin embargo, en base a su experiencia del Promoviente, lo diseñó para una vida útil de al menos 30 años en estado de operación. Este periodo de tiempo puede ser modificado hacia una vida mayor considerando el mantenimiento predictivo, preventivo y en su caso correctivo.

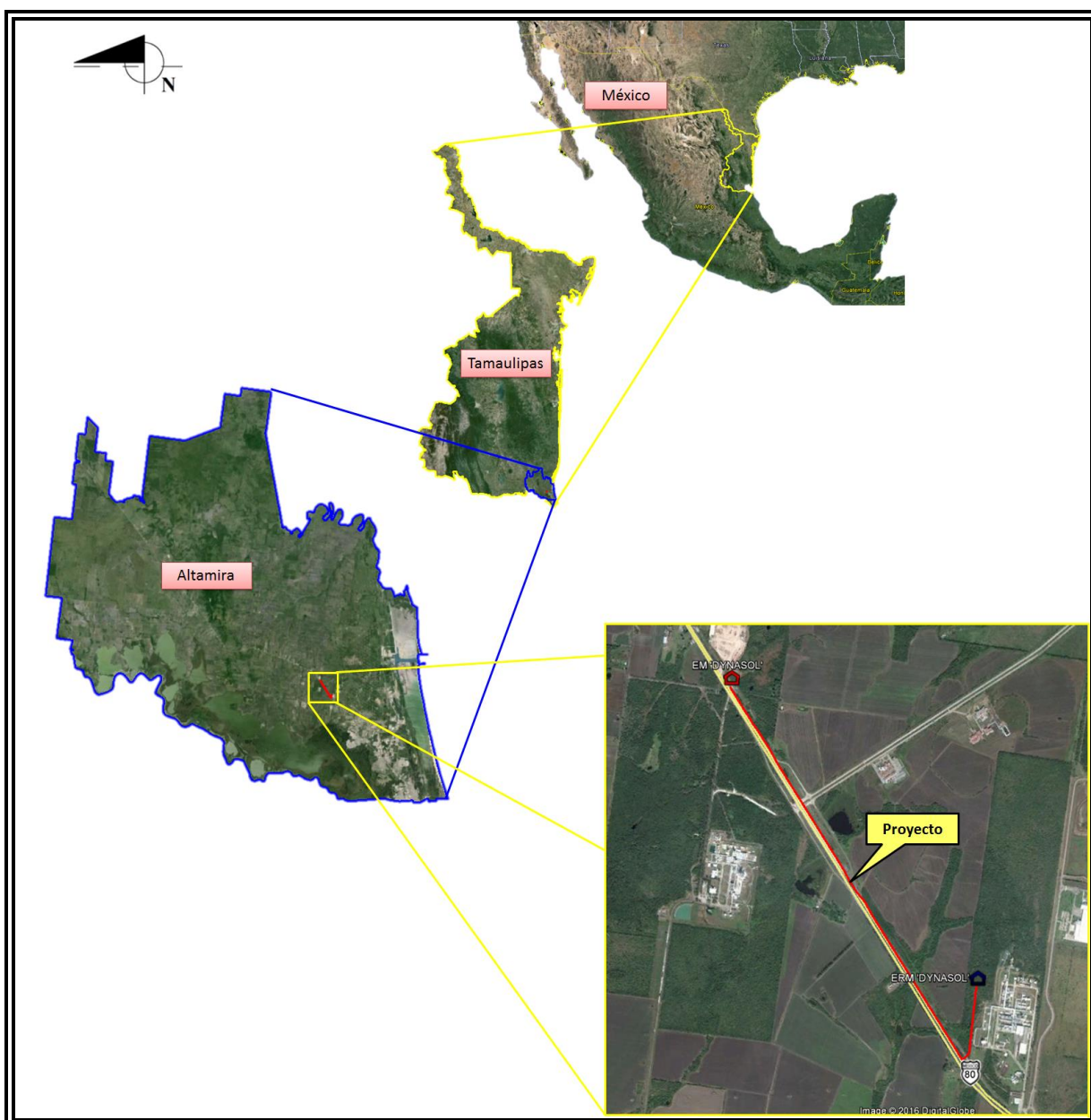
#### **II.2 Ubicación del ducto en operación.**

El presente proyecto corresponde a la construcción, instalación y operación de un sistema para transporte de gas natural para usos propios de Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V. (GNN), que

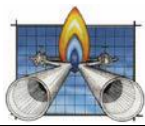


tendrá incidencia en el municipio de Altamira, Tamaulipas, y estará compuesto por tubería en Acero al Carbón de 8" D.N. con una longitud total de 3 359 metros (3,35 km) (gasoducto principal) (**Ver Figura II.2.1**), una Estación de Medición (EM) en el punto de interconexión con la Estación de Regulación y Medición (ERM) existente del Sector Campo Tamaulipas – Constituciones, y una ERM para dar suministro de gas natural a las instalaciones de la empresa Dynasol.

Para mayor detalle **Ver Anexo 3**. Planos del proyecto.

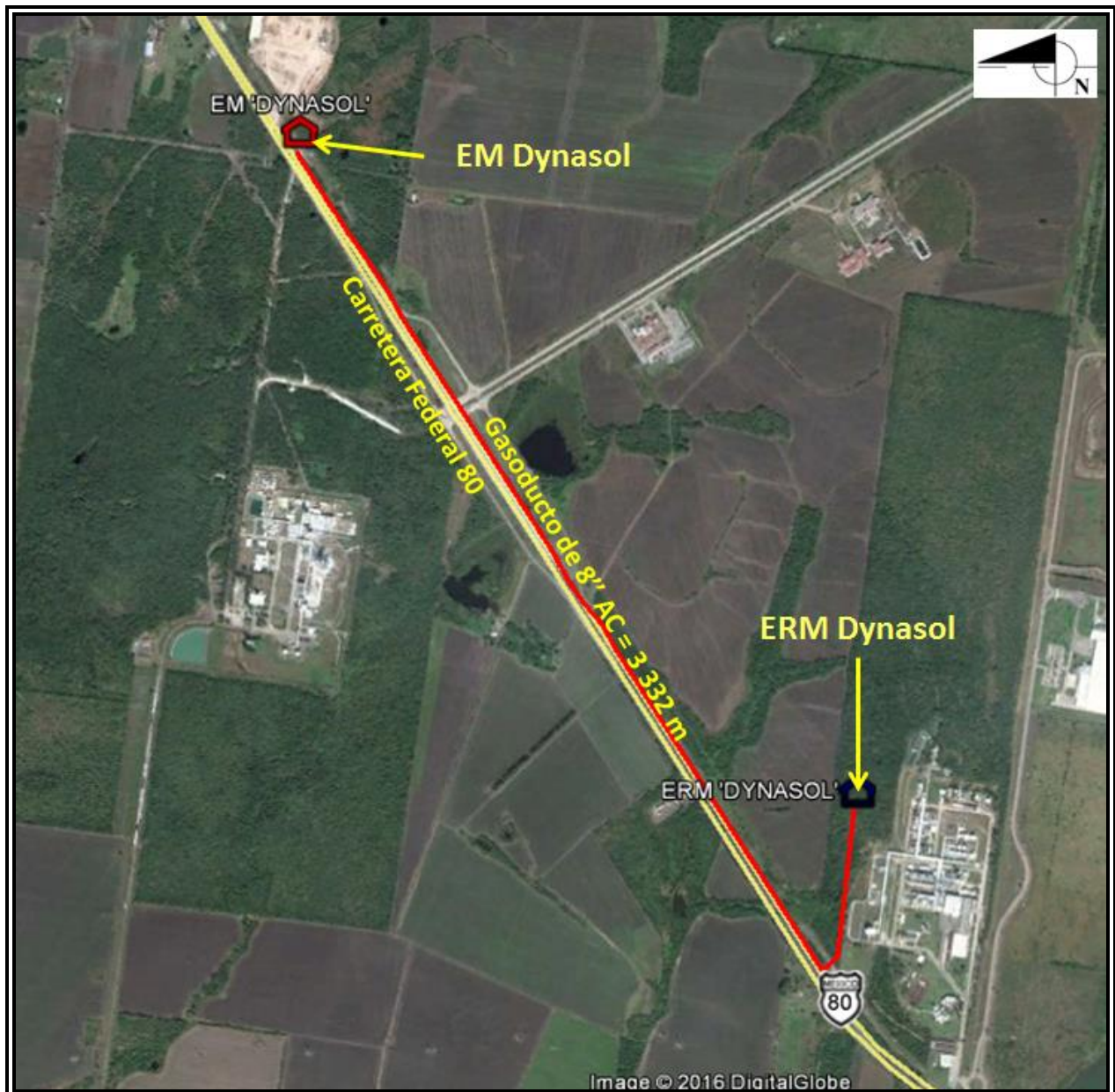


**Figura II.2.1.** Localización del sistema para transporte de Gas Natural promovido por la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.



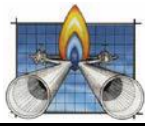
**II.2.1 Incluir un mapa de la región legible a escala adecuada, indicativo de la trayectoria y ubicación del ducto, así como coordenadas y colindancias.**

El sistema para transporte de gas natural propiedad de Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V. se ubicará en el municipio de Altamira Tamaulipas para dar suministro al socio comercial de la empresa Dynasol. (Ver Figura II.2.1.1).



**Figura II.2.1.1** Ubicación y trayectoria del Sistema para Transporte de Gas Natural.

Para mayor detalle, **Ver Anexo 3.** Planos del proyecto.



A continuación se indican los puntos de inflexión del sistema de transporte de gas natural.

**Tabla II.2.1.1** Coordenadas de los Puntos de Inflexión (PI)

PI	Coordenadas geográficas	
	Latitud Norte	Longitud Oeste
1	22° 27' 53,03"	97° 59' 11,65"
2	22° 27' 52,86"	97° 59' 11,91"
3	22° 27' 12,43"	97° 58' 43,94"
4	22° 27' 08,95"	97° 58' 41,06"
5	22° 26' 36,65"	97° 58' 18,81"
6	22° 26' 37,95"	97° 58' 17,27"
7	22° 26' 51,70"	97° 58' 15,62"
8	22° 26' 51,70"	97° 58' 15,54"

**II.2.2 Adjuntar planos de trazo y perfil del ducto, donde se incluya información sobre especificaciones y profundidad del ducto, condiciones de operación, cruzamientos, usos de suelo, clase o localización del sitio, señalamientos, otros.**

El perfil de la zona donde se ubicará el sistema para transporte de gas natural, muestra una topografía en donde la altitud mínima es 20 metros sobre el nivel del mar (msnm) hasta 35 msnm, con pendientes que se mantienen homogéneas en toda la trayectoria del sistema para transporte de gas natural, por lo que no representa un riesgo significativo en pérdidas de presión en el flujo de gas natural.

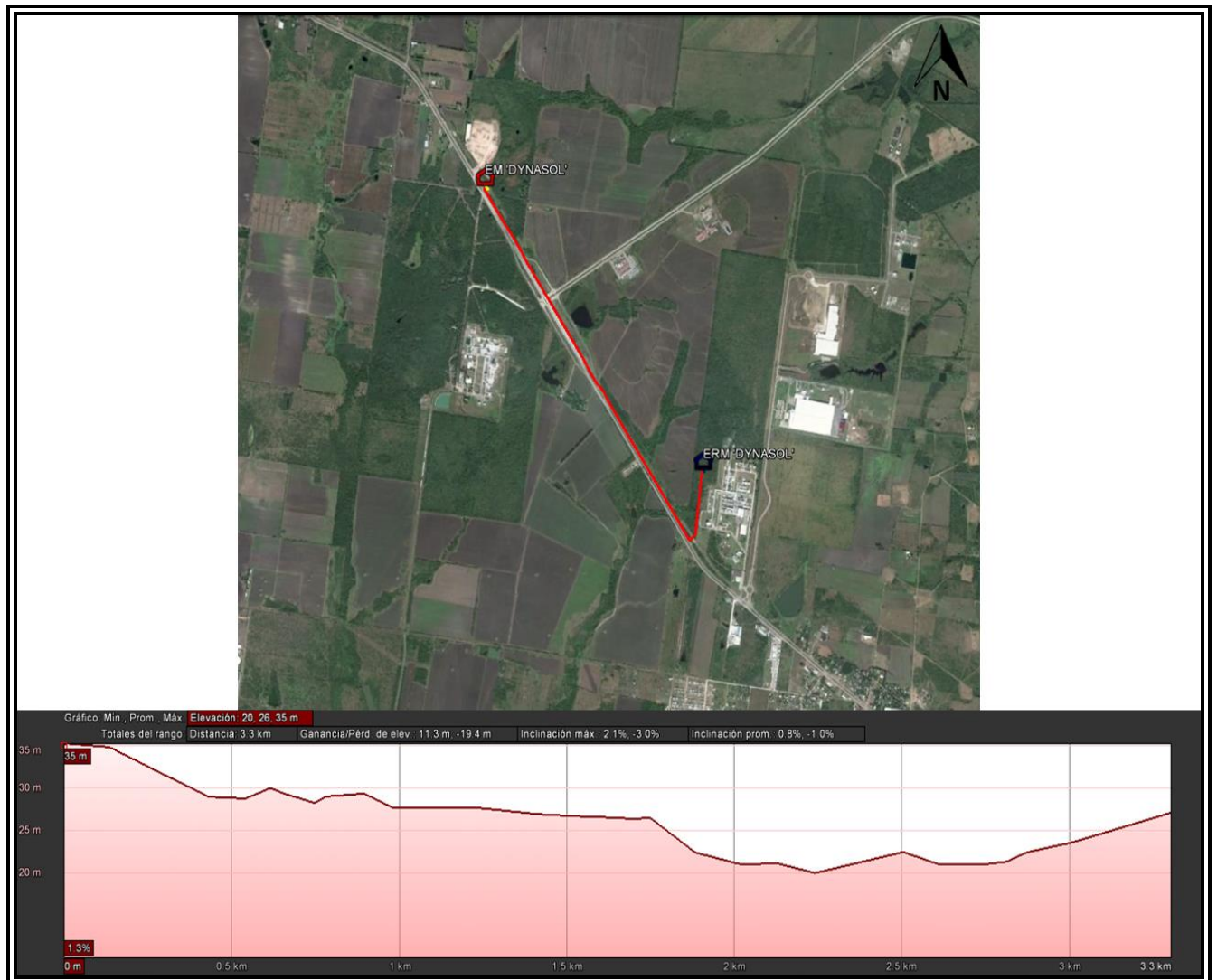
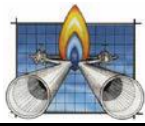
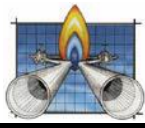


Figura II.2.2.1 Perfil de la zona donde se ubicará el sistema para transporte de gas natural.



Condiciones de operación.

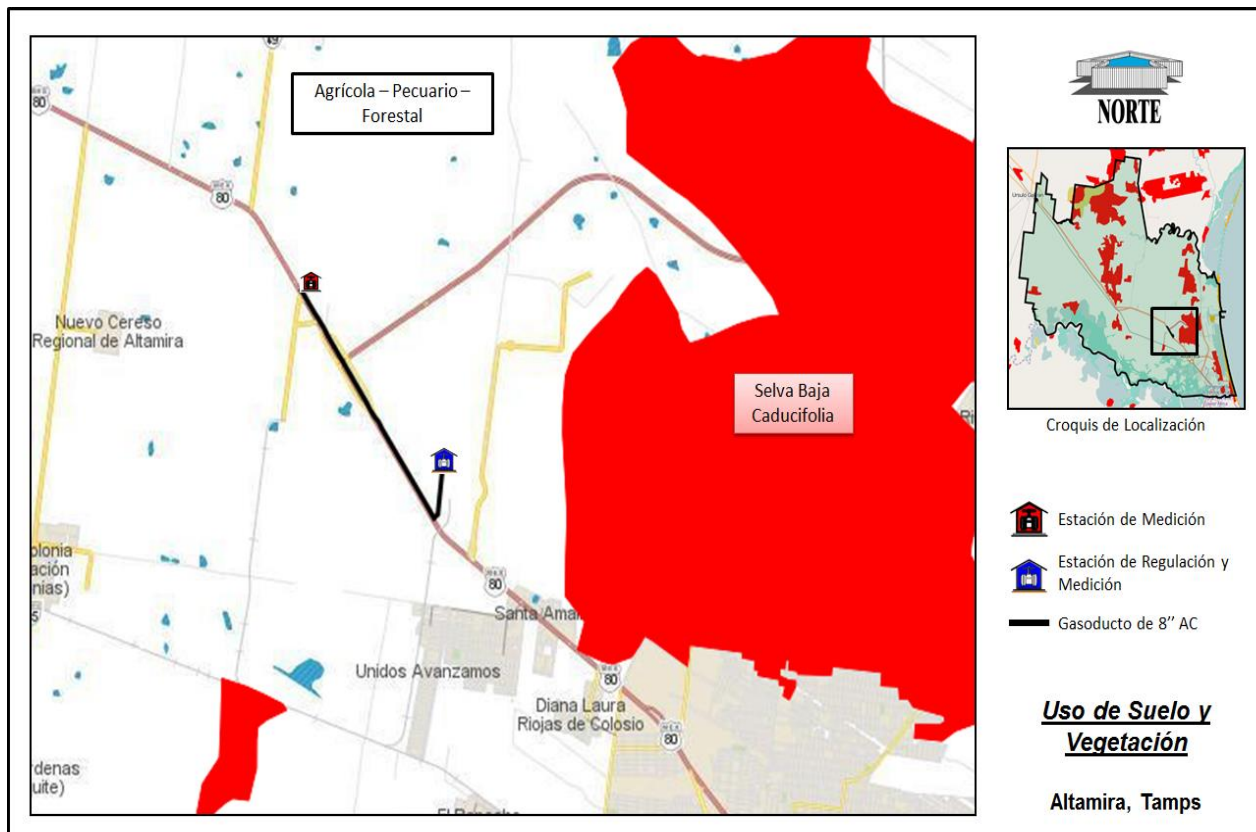
A continuación se muestran los datos de operación del sistema para transporte de gas natural:

**Tabla II.2.2.1** Condiciones de operación del sistema para transporte de gas natural.

<b>Longitud</b>	3 359 m
<b>Diámetro</b>	8" AC
<b>Profundidad</b>	1,5 m
<b>Presión máxima de trabajo</b>	18 kg/cm <sup>2</sup>
<b>Presión mínima de trabajo</b>	17 k/cm <sup>2</sup>
<b>Temperatura</b>	18°C

Uso de suelo del área del proyecto.

El uso de suelo en la zona donde se ubicará el sistema para transporte de gas natural es el Pecuario donde predomina el Pastizal Cultivado como vegetación principal de acuerdo a la Carta de Uso de Suelo y Vegetación Serie V del INEGI (**Ver Figura II.2.2.2**) lo cual fue constatado durante los recorridos en campo donde se comprobó la existencia de áreas con suelo natural en los costados del derecho de vía de la carretera Federal por donde se instalará el proyecto.



**Figura II.2.2.2** Uso de suelo del proyecto.

Fuente: Carta de Uso de Suelo y Vegetación. F1406. Serie V. INEGI.



### **II.2.3 Descripción de accesos (marítimos, terrestres y aéreos).**

Los accesos al proyecto del sistema para transporte de gas natural, serán por vía terrestre únicamente, ya que el puerto marítimo cercano se encuentra a 10 km aproximadamente del proyecto, para los accesos vía aérea, únicamente cuenta con el Aeropuerto Internacional General Francisco Javier Mina, mismo que se encuentra a 20 km aproximadamente del proyecto; para usos terrestres se cuenta con la carretera Federal No. 80 Tampico – Ciudad Mante.

### **II.3. Autorizaciones oficiales para el desarrollo del proyecto.**

Al momento de la realización del presente Estudio de Riesgo Ambiental, aún no se cuenta con las autorizaciones correspondientes para el desarrollo del proyecto; sin embargo, la empresa realizará la gestión de documentos con las siguientes dependencias:

1. Licencia de construcción de los municipios donde quedará instalado el proyecto,
2. Liberación o autorización de la obra por parte de Protección Civil (Municipal y Estatal),
3. Secretaría de Comunicaciones y Transportes (SCT),
4. Comisión Federal de Electricidad (CFE),
5. Teléfonos de México, S.A.B. de C.V. (TELMEX).
6. Comisión Reguladora de Energía (CRE).



### **CAPÍTULO III. ASPECTOS DEL MEDIO NATURAL Y SOCIOECONÓMICO.**

#### **III.1 Descripción de los sitios o áreas seleccionadas para la ubicación del ducto, considerando el entorno natural, incluyendo información relevante sobre intemperismos, flora, fauna, hidrología, asentamientos residenciales, comerciales o industriales, cruces, etc. en una franja de 200 m, paralela a la trayectoria del ducto.**

El presente proyecto corresponde al diseño ejecutivo para la construcción, instalación y operación de un sistema para transporte de gas natural para usos propios de Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V. (GNN), mismo que tendrá incidencia en el municipio de Altamira, Tamaulipas.

#### **Estado de Tamaulipas**

El estado de Tamaulipas se localiza al noroeste del país, entre los paralelos 22° 12" y 27° 40" de Latitud Norte y los meridianos 97°08" y 100°08" de Longitud Oeste. Colinda al norte con los Estados Unidos de América, Río Bravo de por medio; al sur con el Estado de Veracruz y parte de San Luis Potosí; tiene las costas del Golfo de México al este y el Estado de Nuevo León al oeste.

La superficie total del estado es de 78 380 km<sup>2</sup>, representa 4,09% de la superficie total del país.

Fuente: [Enciclopedia de los Municipios de México. Estado de Tamaulipas.](#)

#### **Aspectos bióticos**

##### **Flora.**

En el estado de Tamaulipas existen matorrales en la región desértica, mientras que en la costa y en el sur del estado se encuentran selvas secas y bosques de encinos; cercanos al mar existen manglares. Las áreas dedicadas a las actividades agrícolas ocupan 45% de la superficie estatal.

Fuente: [Enciclopedia de los Municipios de México. Estado de Tamaulipas.](#)

##### **Fauna.**

La fauna que caracteriza al estado de Tamaulipas se compone por: en el bosque: ardilla voladora, musaraña, topo, culebra encapuchada, culebra listonada, sapo verde, salamandra, tlaconete y tritón. Selva seca: jagua-rundí, nutria, murciélago, mico de noche, loro, lagarto, así como culebras cavadora y ojo de gato. Matorral: tuza, boa (constrictor), cascabel chilladora y xenosaurio. Manglar: cocodrilo, cangrejo ermitaño, iguana espinosa y lagartija cornuda. Animales en peligro de extinción: mono araña, ocelote y tayra.

Fuente: [Enciclopedia de los Municipios de México. Estado de Tamaulipas.](#)



## Hidrología Superficial y Subterránea

### Hidrología Superficial

#### Estado de Tamaulipas

Los recursos hidrológicos con los que cuenta el estado de Tamaulipas, incluyen a las fuentes de agua superficial y subterránea. Entre las primeras, se encuentran los ríos, arroyos y cuerpos de agua como son lagos y presas.

En el estado de Tamaulipas destacan 4 grandes ríos que corren de poniente a oriente hacia el Golfo de México, formando cuencas a las que corresponden las regiones de mayor producción agropecuaria. Los ríos son el Bravo, Conchos, Purificación y Guayalejo. Sobre el Río Bravo (río Grande) y uno de sus afluentes, el San Juan, se encuentran las presas Falcón y la Marte R. Gómez respectivamente.

Conjuntamente, estas dos presas y la presa de la Amistad, localizada en el estado de Coahuila, forman parte del complejo hidráulico más importante del país, con una capacidad de almacenamiento de 12 940 millones de metros cúbicos. La Presa Vicente Guerrero, que se abastece principalmente de los ríos Purificación, San Carlos y Pílon, es la más grande del estado, está ubicada en el municipio de Padilla y forma parte del nacimiento del río Soto la Marina. Tiene una capacidad de almacenamiento de 3 910 millones de metros cúbicos.

Hay 13 presas menores adicionales. En total se cuenta con una capacidad de almacenamiento de 7 500 millones de metros cúbicos. Los ríos y el total de cuerpos receptores y de almacenamiento de agua dulce aseguran el abastecimiento a las actividades agrícolas e industriales de la entidad

Actualmente la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA), considera que las cuencas hidrológicas son las unidades básicas de gestión de los recursos hídricos, y ha dividido el país en 13 Regiones Hidrológico – Administrativas (**Ver Figura III.1.1**), con el fin de administrar y preservar las aguas nacionales.



**Figura III.1.1** Regiones Hidrológico–Administrativas del Territorio Nacional, establecidas por la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA).

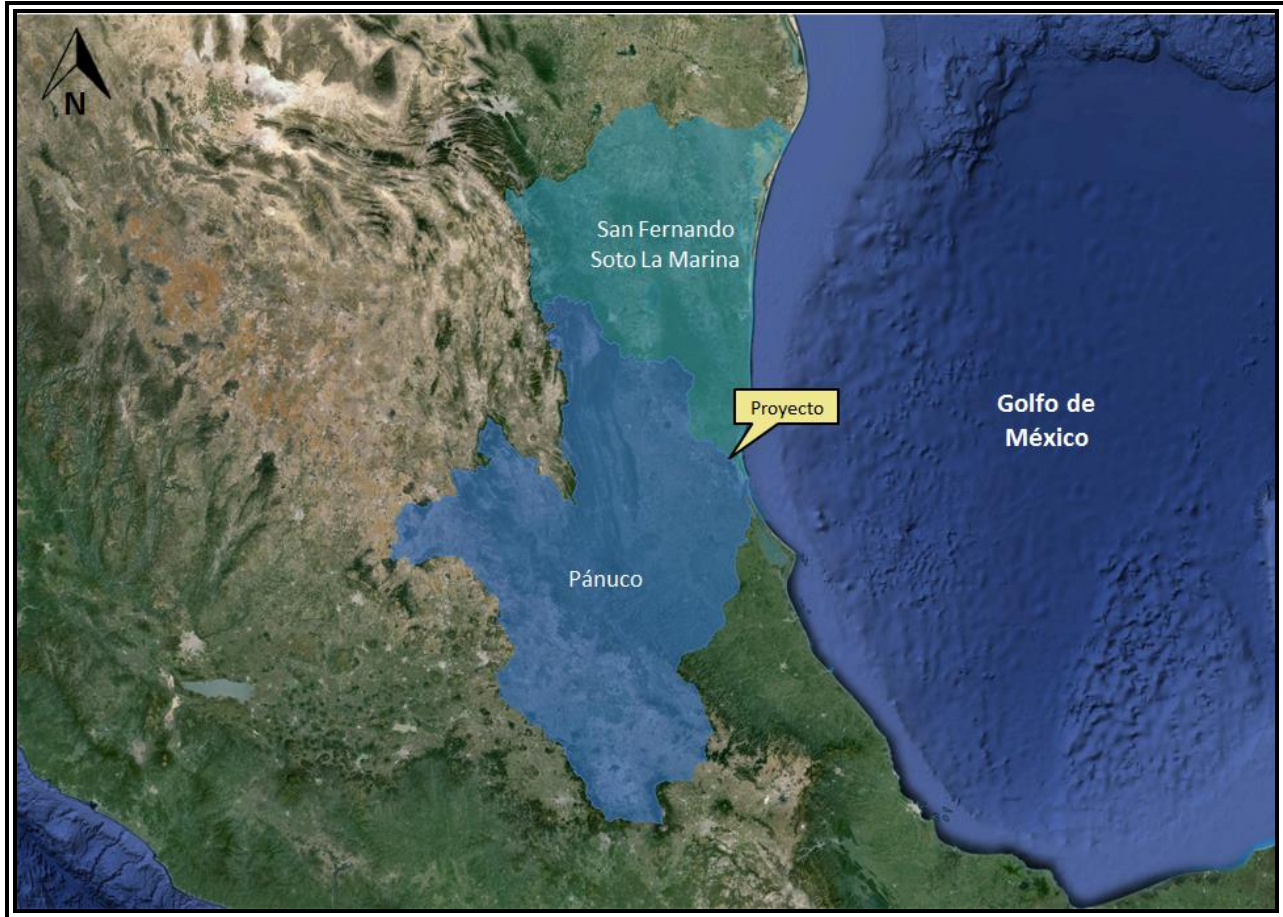
Fuente: Comisión Nacional del Agua (CONAGUA).

### Municipio de Altamira

Los recursos hidrográficos con que cuenta el municipio de Altamira están constituidos por el río Barberena, ubicado en la parte norte del Municipio, que sirve como límite entre Aldama y Altamira; nace en la sierra de Tamaulipas en el Municipio de Aldama; el río Tamesí que marca los límites con el Estado de Veracruz. Además cuenta con otros recursos como son los Esteros, El Salado, El Conejo y el del Norte, así como las lagunas del Camalote, Chapayán y la Altamira.

Fuente: Enciclopedia de los Municipios y Delegaciones de México  
Municipio Altamira, Tamaulipas.

El Sistema para Transporte de Gas Natural incide en la Región Hidrográfica San Fernando Soto La Marina y Pánuco, en la Cuenca Hidrográfica Lago San Andrés – Lago Morales y específicamente dentro de la Subcuenca Hidrográfica (Ver Figuras III.1.2 a la III.1.4).



**Figura III.1.2** Incidencia del proyecto dentro de la Región Hidrológica San Fernando Soto La Marina y Pánuco.



**Figura III.1.3** Incidencia del proyecto dentro de la Cuenca Hidrológica Lago San Andrés – Lago Morales.



**Figura III.1.4** Incidencia del proyecto dentro de la Subcuenca Rio Salado.

Cabe mencionar, que en el área de influencia del proyecto no se localizan cuerpos de agua que serán cruzados mediante la técnica de perforación direccional.

### **Hidrología Subterránea**

Las fuentes de agua subterránea comprenden el agua que se infiltra y se almacena en los materiales porosos y permeables del subsuelo. El agua subterránea puede circular lentamente a través de estos materiales, y eventualmente aflorar a la superficie en forma de manantiales.

La hidrología del municipio de Altamira donde incide el proyecto se nutre mediante el acuífero Zona Sur.

### **Acuífero Zona Sur.**

El acuífero Zona Sur se localiza en la porción sur del Estado de Tamaulipas, entre los paralelos 22° 14' y 22° 45' de latitud norte y los meridianos 97° 47' y 98° 20' de longitud oeste, comprendiendo una superficie aproximada de 1 834 km<sup>2</sup>.

Colinda al Norte con el acuífero Aldama – Soto La Marina, al Oriente con el Golfo de México, al Occidente con el acuífero Llera – Xicotencatl y al Sur con el acuífero Tampico – Misantla del estado de Veracruz (**Figura III.1.5**).



El acuífero se localiza totalmente dentro de los municipios de Altamira, Tampico y Ciudad Madero y algunas pequeñas porciones del municipio de Aldama; destacando en él las poblaciones de Tampico, Altamira, El Fuerte, Cervantes, Cuauhtémoc, Lindavista, San Antonio y El Palmar.

El acuífero queda comprendido en la Región Hidrológica N° 26 Panuco, cuenca del Río Tamesí y subcuenca del Río Guayalejo, está considerado como una de las cinco más importantes del país, tanto por el volumen de sus escurrimientos, como por la superficie que ocupa.

### **Recarga total media anual (Rt)**

La recarga total media anual que recibe el acuífero, corresponde con la suma de todos los volúmenes que ingresan, tanto en forma de recarga natural como inducida. Para este caso, su valor es de 14,8 hm<sup>3</sup>/año (Millones de metros cúbicos anuales).

### **Descarga natural comprometida**

La descarga natural comprometida se determina sumando los volúmenes de agua concesionados de los manantiales y del caudal base de los ríos que está comprometido como agua superficial, alimentados por el acuífero, más las descargas que se deben conservar para no afectar a los acuíferos adyacentes; sostener el gasto ecológico y prevenir la migración de agua de mala calidad hacia el acuífero.

Para el caso del acuífero Zona Sur, el valor es de 3,6 hm<sup>3</sup> anuales, de los cuales 0,34 corresponden a salidas a corrientes superficiales, 0,15 corresponden a las salidas subterráneas hacia el mar que se deben dejar escapar para mantener el equilibrio de la interfase marina, 0,2 a descargas a cuerpos de agua y los 2,9 hm<sup>3</sup> restantes al 25 % de la evapotranspiración que debe comprometerse para preservar el ecosistema costero.

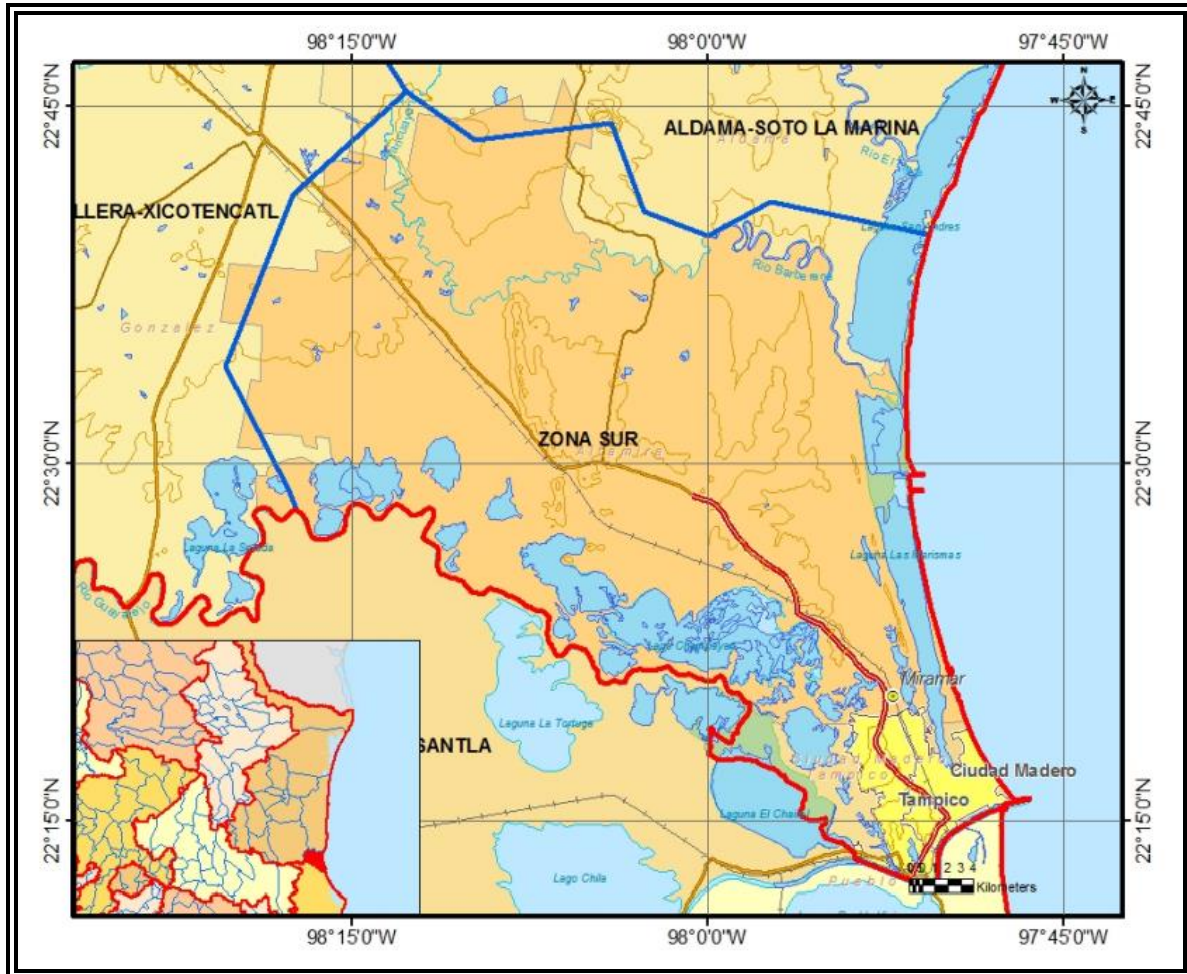


Figura III.1.5 Localización del Acuífero Zona Sur

Fuente: Disponibilidad del Agua Subterránea  
Comisión Nacional del Agua (CONAGUA)

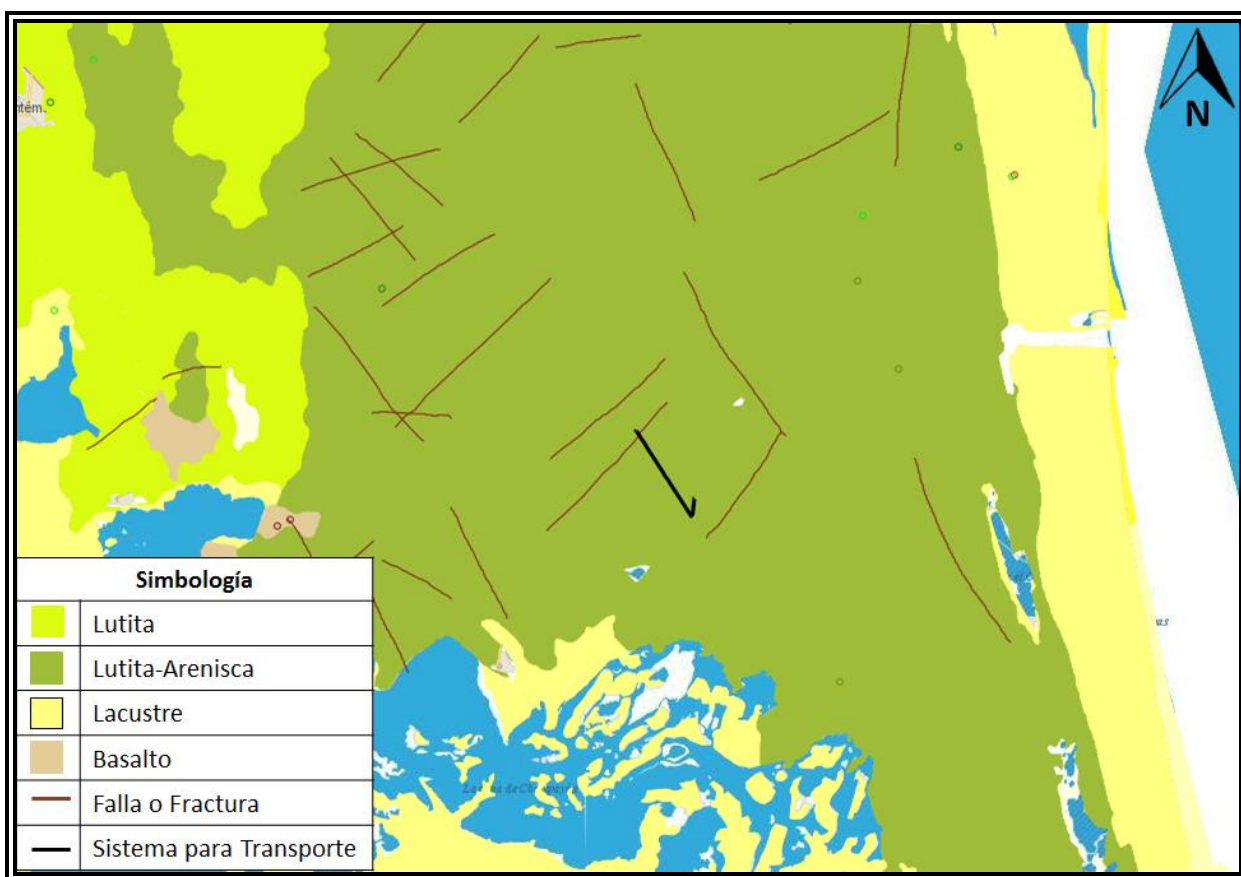
Cabe mencionar, que durante las actividades del proyecto no se verá afectada la hidrología subterránea existente en el área de influencia del sistema para transporte de gas natural, ya que si bien se realizará una zanja para la instalación del gasoducto, la trinchera no tendrá una profundidad mayor a 1,5 m, en cuanto a las perforaciones direccionales, estas sólo se realizarán para cruzar subterráneamente los arroyos naturales.



**III.1.1 Incluir planos de la región, indicativos de la ubicación de zonas vulnerables o puntos de interés (asentamientos humanos, áreas naturales protegidas, zonas de reserva ecológica, cuerpos de agua, etc.). Señalando, claramente tanto en plano como en una tabla los distanciamientos a las mismas; así como la densidad demográfica de las zonas habitadas cercanas al trazo del proyecto.**

### Zonas vulnerables.

De acuerdo a datos del INEGI y tal como se aprecia en la **Figura III.1.1.1** en el trayecto del sistema para transporte de gas natural propiedad de la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., dentro del municipio de Altamira, Tamaulipas se localiza una falla de tipo normal, formada por la tracción de las placas tectónicas. Sin embargo, respecto a los datos del SSN (Servicio Sismológico Nacional), se han registrado dos sismos en dicha zona, mismos que no han ocasionado afectaciones a la infraestructura de la zona en cuestión.



**Figura III.1.1.1** Geología presente en la trayectoria del sistema para transporte, apreciándose la existencia de fallas y/o fracturamientos.

Fuente: Mapa Digital de México V6.1 INEGI

De acuerdo a los datos registrados en el Servicio Sismológico Nacional (SSN), en los últimos 10 años se han registrado un total de 2 sismos dentro del municipio de Altamira, Tamaulipas desde el año 2006 a la fecha.



En lo referente a la susceptibilidad de la zona a erupciones volcánicas (**Ver Figura III.1.1.2**), cabe mencionar que el municipio de Altamira, no se cuenta con la presencia de ningún volcán activo que pudiera causar afectaciones a la estructura mecánica del sistema para transporte de gas natural.



**Figura III.1.1.2** Volcanes existentes en la República Mexicana.

Fuente. Centro Nacional para la Prevención de Desastres (CENAPRED).

### Regiones Prioritarias.

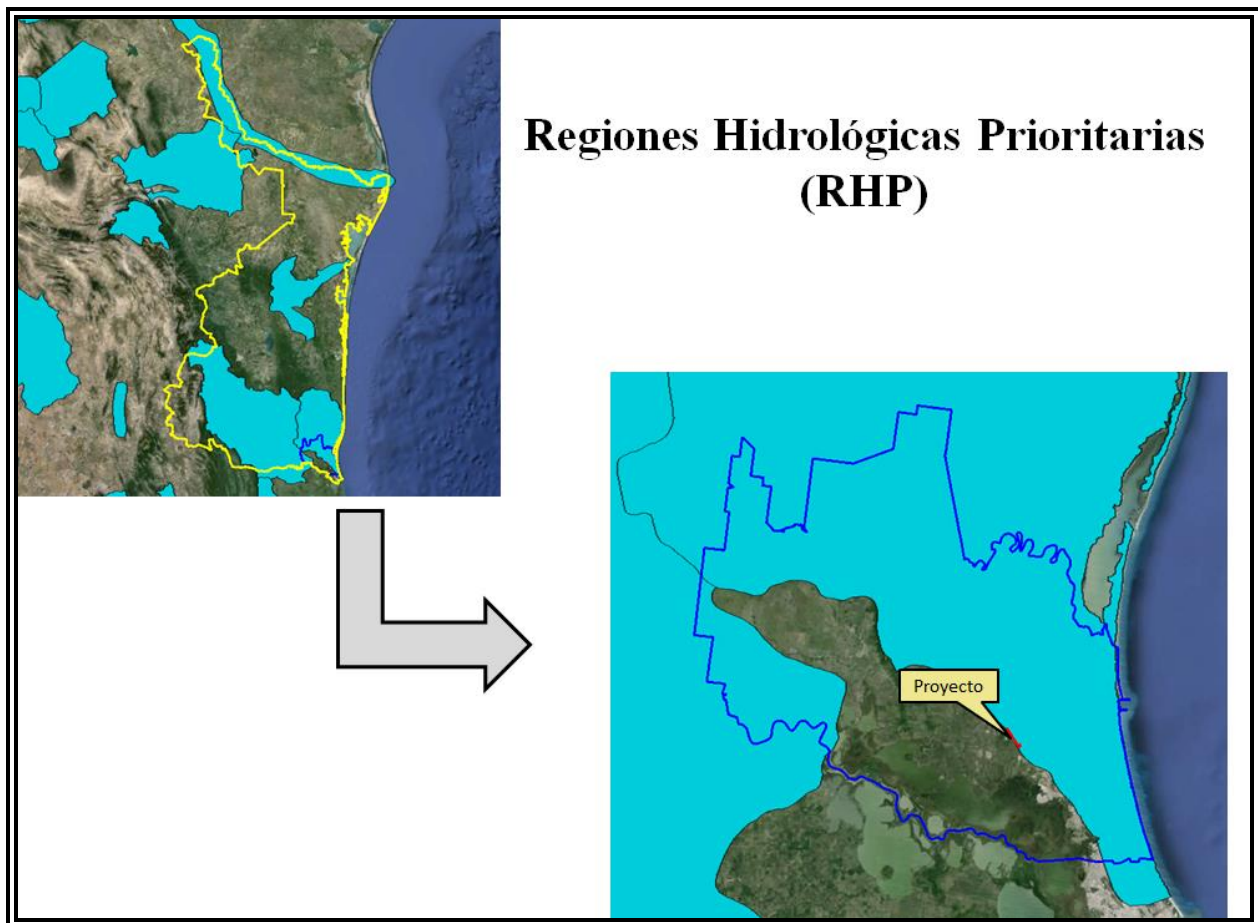
#### Regiones Hidrológicas Prioritarias (RHP).

La Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad (CONABIO), en el mes de Mayo de 1998, inició el *Programa de Regiones Hidrológicas Prioritarias (RHP)*, con el objetivo de obtener un diagnóstico de las principales subcuencas y sistemas acuáticos del país considerando las características de biodiversidad y los patrones sociales y económicos de las áreas identificadas, para establecer un marco de referencia que pueda ser considerado por los diferentes sectores para el desarrollo de planes de investigación, conservación uso y manejo sostenible. Este programa forma parte de una serie de estrategias instrumentadas por la CONABIO para la promoción a nivel nacional del conocimiento y conservación de la biodiversidad en México.

Dentro de dicho programa, se identificaron 110 regiones hidrológicas prioritarias por su biodiversidad, de las cuales 82 corresponden a áreas de uso y 75 a áreas de alta riqueza biológica con potencial para su conservación; dentro de estas dos categorías, 75 presentaron algún tipo de amenaza.



Además se identificaron 29 áreas que son importantes biológicamente, pero que carecen de información científica suficiente sobre su biodiversidad.



**Figura III.1.1.3** Regiones Hidrológicas Prioritarias que inciden en el Estado de Tamaulipas, constatándose que el proyecto incide en la RHP Cenotes de Aldama.

**Fuente: CONABIO. Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad. Regiones Hidrológicas Prioritarias (RHP)**

De acuerdo a la **Figura III.1.1.3**, el presente proyecto incide con la RHP Cenotes de Aldama por lo que las actividades del proyecto estarán reguladas por criterios de conservación de ninguna región hidrológica prioritaria, sin embargo, con el fin de instaurar un proyecto sustentable, se implementarán medidas preventivas y en su caso correctivas para la minimización y compensación de impactos que puedan ser generados durante la obra civil del proyecto.



### **Densidad demográfica en el área del proyecto.**

La instalación y operación del Sistema para Transporte de Gas Natural propiedad de Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., se realizará dentro del municipio de Altamira, Tamaulipas, mismo que se describe a continuación:

#### Estado de Tamaulipas.

El estado de Tamaulipas, según los datos reportados por el INEGI 2015, cuenta con una población de 3 441 698 habitantes, de los cuales son 1 692 186 hombres y 1 749 512 mujeres.

#### Municipio de Altamira.

El municipio de Altamira, de acuerdo con los datos del Censo de Población y Vivienda del 2010, (INEGI) tiene una población de 212 001 habitantes, de los cuales se comprende por 105 619 hombres y 106 382 mujeres, en este sentido, es una población que se compone ligeramente en su mayoría por mujeres.

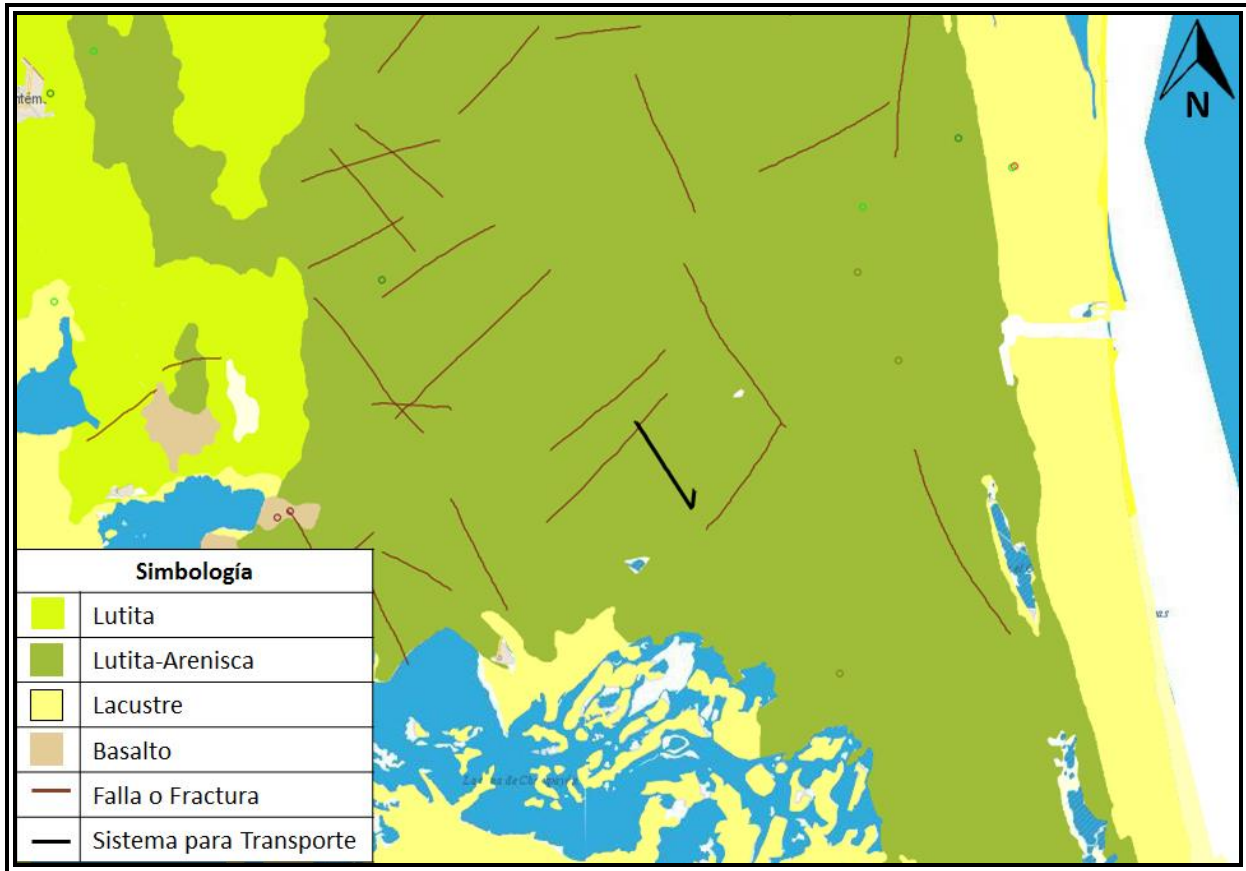
### **III.2 Los sitios que conforman la trayectoria del ducto se encuentran en zonas susceptibles a:**

- (X) Terremotos (Sismicidad).
- (X) Corrimientos de tierra.
- (X) Derrumbamientos o hundimientos.
- (X) Inundaciones (historial de 10 años).
- ( ) Perdidas de suelo debido a la erosión.
- ( ) Contaminación de las aguas superficiales debido a escurrimientos y erosión.
- ( ) Riesgos radiológicos.
- (X) Huracanes.

#### **Presencia de Fallas y Fracturamientos.**

De acuerdo a datos del INEGI y tal como se aprecia en la **Figura III.2.1** en el trayecto del sistema para transporte de gas natural propiedad de la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., dentro del municipio de Altamira, Tamaulipas se localiza una falla de tipo normal, formada por la tracción de las placas tectónicas. Sin embargo, respecto a los datos del SSN (Servicio Sismológico Nacional), se han registrado dos sismos en dicha zona, mismos que no han ocasionado afectaciones a la infraestructura de la zona en cuestión.

Fuente: Instituto Nacional de Geografía y Estadística (INEGI)  
Servicio Sismológico Nacional (SSN)



**Figura III.2.1** Geología presente en la trayectoria del sistema para transporte, apreciándose la existencia de fallas y/o fracturamientos.

Fuente: Mapa Digital de México V6.1 INEGI

### **Susceptibilidad de la zona.**

Como se describió anteriormente, el estado de Tamaulipas ha sufrido daños por la llegada de Tormentas Tropicales en los últimos 14 años, ya que han tocado tierra sobre el territorio estatal, por lo que se considera que éste si es susceptible a fenómenos meteorológicos.

El área donde se realizará la instalación y operación del sistema para transporte de gas natural, se ubica dentro de una zona con clasificación sísmica tipo A (**Ver Figura III.2.2**), la cual 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 causa de temblores.

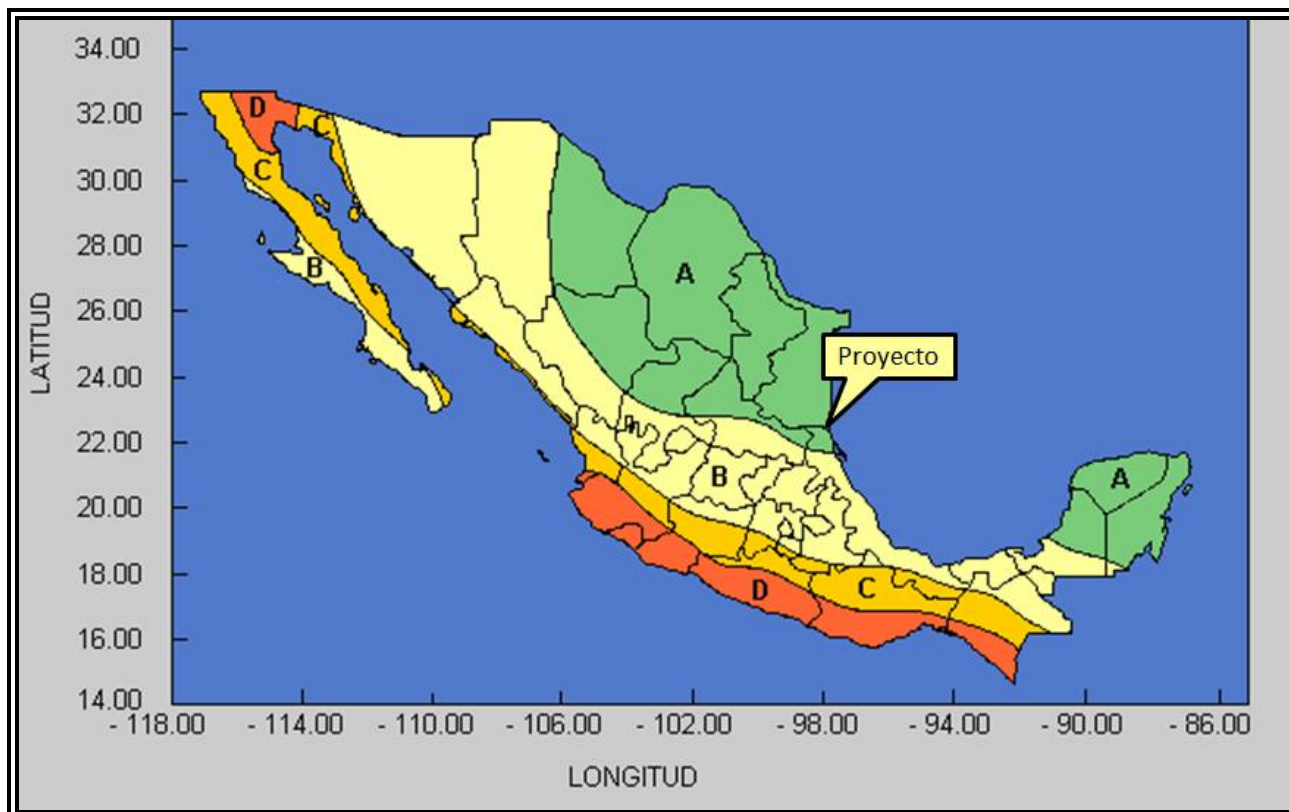


Figura III.2.2 Mapa de Zonificación Sísmica de la República Mexicana.

Fuente. Servicio Sismológico Nacional (SSN)

A continuación se muestran los datos de los sismos registrados en el Estado de Tamaulipas desde el año 2006 a la fecha (Ver Tabla III.2.1).

Tabla III.2.1 Sismos registrados en el estado de Tamaulipas

Escala	Fecha	Epicentro Localización: Latitud, Longitud	Profundidad
3,7	2016-05-16	44 km al NOROESTE de SAN FERNANDO, TAM : 25,12°, -98,48°	10 km
3,6	2016-05-16	47 km al OESTE de CD VICTORIA, TAM : 23,68°, -99,6°	5 km
3,6	2015-06-10	66 km al SUROESTE de SAN FERNANDO, TAM : 24,69°, -98,78°	3 km
3,5	2015-06-09	52 km al SUROESTE de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 25,97°, -99,25°	15 km
3,2	2015-06-03	43 km al SURESTE de CD VICTORIA, TAM: 23,41°, -98,92°	3 km
3,7	2015-05-29	61 km al NORESTE de CD VICTORIA, TAM : 24,07°, -98,66°	10 km
3,9	2015-04-27	60 km al OESTE de CD MANTE, TAM : 22,65°, -99,54°	5 km
3,6	2015-02-12	38 km al OESTE de SAN FERNANDO, TAM : 24,84°, -98,54°	3 km
3,3	2015-01-27	56 km al SUROESTE de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 26,06°, -99,45°	3 km



Escala	Fecha	Epicentro Localización: Latitud, Longitud	Profundidad
3,7	2015-01-23	46 km al NORESTE de CD MANTE, TAM: 23,13°, -98,79°	5 km
3,3	2015-01-21	55 km al SUROESTE de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 26,1°, -99,47°	3 km
3,5	2015-01-19	64 km al SUROESTE de SAN FERNANDO, TAM : 24,64°, -98,75°	3 km
3,7	2015-01-18	46 km al NOROESTE de SAN FERNANDO, TAM : 25,15°, -98,47°	3 km
3,3	2015-01-15	78 km al SUR de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 25,71°, -99,19°	18 km
3,6	2014-12-30	3 km al NORESTE de CD VICTORIA, TAM : 23,77°, -99,14°	3 km
3,7	2014-12-03	56 km al SUROESTE de CD VICTORIA, TAM : 23,32°, -99,46°	8 km
3,8	2014-11-14	68 km al OESTE de SAN FERNANDO, TAM : 24,75°, -98,82°	3 km
3,6	2014-11-14	41 km al OESTE de SAN FERNANDO, TAM : 24,78°, -98,56°	3 km
3,7	2014-09-22	49 km al SUROESTE de CD VICTORIA, TAM : 23,41°, -99,47°	10 km
3,7	2014-09-02	39 km al NOROESTE de GONZALEZ, TAM : 23,03°, -98,74°	79 km
3,6	2014-08-27	76 km al SUROESTE de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 25,74°, -99,24°	5 km
3,6	2014-08-11	48 km al SUROESTE de CD MANTE, TAM : 22,46°, -99,33°	5 km
3,5	2014-08-08	70 km al SUR de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 25,77°, -99,12°	20 km
3,5	2014-07-22	52 km al SUROESTE de SAN FERNANDO, TAM : 24,57°, -98,56°	5 km
3,7	2014-07-19	26 km al NORTE de ALDAMA, TAM : 23,15°, -98,13°	20 km
3,8	2014-06-15	44 km al SUROESTE de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 26,02°, -99,15°	20 km
3,8	2014-05-28	42 km al SUROESTE de CD MANTE, TAM : 22,44°, -99,22°	5 km
3,5	2014-05-19	58 km al SUROESTE de CD GVO DIAZ ORDAZ, TAM: 25,74°, -98,8°	16 km
3,5	2014-05-19	67 km al SUR de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 25,8°, -99,13°	17 km
3,8	2014-05-19	56 km al SUR de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 25,89°, -99,1°	18 km
3,4	2014-05-15	30 km al NOROESTE de SAN FERNANDO, TAM : 24,95°, -98,43°	5 km
3,4	2014-04-25	75 km al SUROESTE de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 25,75°, -99,25°	5 km
4,0	2014-04-02	82 km al SUR de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 25,51°, -99,48°	5 km
3,5	2014-03-18	83 km al SUR de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 25,66°, -99,14°	20 km
3,4	2014-03-13	81 km al SUR de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 25,68°, -99,18°	15 km



Escala	Fecha	Epicentro Localización: Latitud, Longitud	Profundidad
3,5	2014-03-04	78 km al SUROESTE de CD GVO DIAZ ORDAZ, TAM: 25,68°, -99,08°	16 km
3,3	2014-03-03	76 km al SUR de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 25,73°, -99,22°	15 km
3,4	2014-03-02	81 km al SUR de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 25,68°, -99,16°	15 km
3,5	2014-03-01	82 km al SUR de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 25,67°, -99,17°	3 km
3,9	2014-02-20	58 km al SUR de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 25,88°, -99,09°	20 km
3,4	2014-02-19	82 km al SUR de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 25,66°, -99,16°	18 km
3,6	2014-02-05	33 km al SUROESTE de SAN FERNANDO, TAM : 24,58°, -98,3°	4 km
3,9	2014-02-05	79 km al SURESTE de VALLE HERMOSO, TAM : 25,13°, -97,31°	3 km
3,7	2014-02-02	55 km al SUR de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 25,9°, -99,06°	20 km
3,2	2014-01-14	36 km al OESTE de SAN FERNANDO, TAM : 24,86°, -98,51°	5 km
3,4	2014-01-08	27 km al NORTE de CD VICTORIA, TAM : 23,97°, -99,21°	20 km
3,6	2013-12-04	46 km al SUROESTE de CD GVO DIAZ ORDAZ, TAM: 25,84°, -98,74°	16 km
3,3	2013-12-03	82 km al SUROESTE de CD GVO DIAZ ORDAZ, TAM: 25,59°, -99,01°	12 km
3,4	2013-12-02	76 km al SUR de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 25,73°, -99,16°	18 km
3,6	2013-12-02	45 km al SUR de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 26,0°, -99,04°	18 km
3,7	2013-11-29	79 km al SUR de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 25,7°, -99,18°	16 km
3,5	2013-11-19	83 km al SUR de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 25,66°, -99,16°	18 km
3,6	2013-11-06	81 km al SUROESTE de CD GVO DIAZ ORDAZ, TAM: 25,65°, -99,08°	20 km
3,5	2013-11-04	61 km al SUROESTE de CD GVO DIAZ ORDAZ, TAM: 25,74°, -98,88°	20 km
3,5	2013-10-31	80 km al SUROESTE de CD GVO DIAZ ORDAZ, TAM: 25,65°, -99,07°	20 km
3,5	2013-10-22	68 km al SUR de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 25,79°, -99,08°	10 km
3,8	2013-10-21	79 km al SUR de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 25,69°, -99,13°	16 km
3,8	2013-08-22	64 km al NOROESTE de SAN FERNANDO, TAM : 25,31°, -98,55°	20 km
3,8	2013-06-18	60 km al SUROESTE de SAN FERNANDO, TAM : 24,59°, -98,68°	5 km
3,5	2012-09-07	44 km al SUROESTE de SAN FERNANDO, TAM : 24,46°, -98,28°	10 km
4,1	2012-06-24	18 km al NORTE de ALTAMIRA, TAM : 22,56°, -97,92°	16 km



Escala	Fecha	Epicentro Localización: Latitud, Longitud	Profundidad
3,6	2011-09-06	42 km al SUROESTE de SAN FERNANDO, TAM : 24,61°, -98,48°	20 km
3,9	2011-02-12	56 km al NOROESTE de CD MANTE, TAM: 23,204°, -99,2°	38 km
3,6	2010-09-08	36 km al NOROESTE de CD VICTORIA, TAM : 23,97°, -99,39°	28 km
4,1	2008-10-30	16 km al NORTE de ALTAMIRA, TAM : 22,54°, -97,91°	98 km
4,2	2008-09-23	36 km al NORESTE de CD MADERO, TAM : 22,46°, -97,54°	11 km

Fuente. Servicio Sismológico Nacional (SSN)

En base a la tabla anterior, se observa que en los últimos 10 años se ha registrado un total de 2 sismos dentro del municipio de Altamira, Tamaulipas, de los cuales, de acuerdo a lo que establece el Servicio Sismológico Nacional (SSN), los dos sismos se han presentado con magnitud mayor a 4,0, que de acuerdo al SSN son fenómenos que a menudo se sienten y solo causan daños menores a la población e infraestructura presente en la zona donde se generan. Por lo que se considera que el municipio de Altamira es un territorio susceptible a movimientos sísmicos, sin embargo, no se han registrado fenómenos que hayan causado afectaciones graves a la población del municipio.

### **Fenómenos Climatológicos.**

#### Información Histórica de Fenómenos Climatológicos.

México ha sufrido los efectos de tormentas tropicales y ciclones en los últimos 14 años, provenientes tanto del Océano Atlántico como del Océano Pacífico, a continuación se presentan datos históricos de los eventos climatológicos ocurridos en el período del 2001 al 2014.

**Tabla III.2.2** Huracanes y tormentas tropicales registradas en México del 2001 al 2014.

Año	Océano	Nombre	Categoría	Estados Afectados
2014	Pacífico	Simón	H4	Michoacán, Chiapas, Oaxaca, Guerrero, Baja California Sur, Colima y Jalisco
		Trudy	TT	Guerrero, Chiapas y Oaxaca.
		Vance	DT	Sinaloa, Durango, Jalisco, Colima Nayarit
	Atlántico	Dolly	TT	San Luis Potosí, Tamaulipas, Querétaro, Hidalgo, Puebla y Veracruz
		Depresión Tropical 9	DT	Campeche
2013	Pacífico	Barry	TT	Campeche, Tabasco, Veracruz, Puebla y Tlaxcala
		Fernand	TT	Campeche, Tabasco, Veracruz, Puebla y Tlaxcala
		Ingrid	TT	Campeche, Tabasco, Veracruz, Puebla, San Luis Potosí, Tamaulipas, Nuevo León e Hidalgo
Atlántico	Barry	TT	Campeche, Tabasco, Veracruz, Puebla y Tlaxcala	
	Fernand	TT	Campeche, Tabasco, Veracruz, Puebla y Tlaxcala	
	Ingrid	TT	Campeche, Tabasco, Veracruz, Puebla, San Luis Potosí, Tamaulipas, Nuevo León e Hidalgo	
2012	Pacífico	Bud	H3	Guerrero, Michoacán, Colima, Jalisco y Nayarit.
		Carlotta	H2	Colima, Chiapas, Distrito Federal, Guanajuato, Guerrero, Hidalgo, Jalisco, México, Michoacán, Morelos, Nayarit, Oaxaca,



Año	Océano	Nombre	Categoría	Estados Afectados	
				Puebla, Querétaro, Tabasco, Tlaxcala y Sur de Veracruz.	
		Norman	TT	Sinaloa, Durango, Nayarit, Jalisco y Baja California Sur	
		Paul	H3	Baja California Sur, Sinaloa, Sonora, Durango, Nayarit y Jalisco.	
	Atlántico	Ernesto	H1	Quintana Roo, Yucatán, Campeche, Tabasco, Chiapas, Veracruz, San Luis Potosí, Hidalgo, Querétaro, Guanajuato, Puebla, Tlaxcala, México, Distrito Federal, Morelos, Michoacán, Guerrero y Oaxaca.	
		Helene	TT	Tabasco, Veracruz, San Luis Potosí, Hidalgo, Puebla y Oaxaca	
2011	Pacífico	DT 12E	DT	Oaxaca y Chiapas.	
		Jova	H2	Jalisco, Colima, Michoacán y Nayarit.	
		DT 8E	DT	Michoacán, Colima y Jalisco.	
		Beatriz	H1	Guerrero, Colima, Michoacán y Jalisco.	
	Atlántico	Rina	TT	Quintana Roo.	
		Nate	TT	Tabasco y Veracruz.	
		Harvey	DT	Chiapas, Tabasco, Veracruz y Oaxaca.	
		Arlene	TT	Veracruz, San Luis Potosí, Tamaulipas, e Hidalgo.	
2010	Atlántico	Richard	DT	Chiapas, Campeche, Quintana Roo y Tabasco	
		Matthew	DT	Campeche y Veracruz	
		Karl	TT (H3)	Quintana Roo, Veracruz y Campeche	
		Hermine	TT	Tamaulipas	
		DT 2	DT	Tamaulipas	
		Alex	TT (H2)	Quintana Roo, Campeche, Tamaulipas y Nuevo León	
2009	Pacífico	Georgette	TT	BCS y Sonora	
		DT 11E	DT	Oaxaca y Veracruz	
		Ágatha	TT	Chiapas	
		Andrés	H1	Guerrero, Michoacán, Colima, Jalisco y Nayarit	
		Jimena	H4	Baja California Sur, Sonora, Sinaloa, Nayarit, Colima y Guerrero	
			Rick	H5	Guerrero, Oaxaca, Michoacán y Jalisco
	Atlántico	Ida	H2	Yucatán y Quintana Roo	
2008	Pacífico	Odile	TT	Guerrero, Michoacán y Colima	
		Norbert	H2	BCS, Sonora y Chihuahua	
	Atlántico	Marco	TT	Veracruz, San Luis Potosí, Hidalgo y Puebla	
	Pacífico	Lowell	DT	BCS, Sinaloa y Sonora	
	Atlántico	Dolly	TT	Quintana Roo, Yucatán, Tamaulipas, Nuevo León, Coahuila y Chihuahua	
	Pacífico	DT 5E	DT	Michoacán	
	Atlántico	Arthur	TT	Quintana Roo, Campeche y Tabasco	
2007	Atlántico	Lorenzo	H1	Veracruz, Puebla e Hidalgo	
	Pacífico	Henriette	H1	BCS y Sonora	
	Atlántico	Dean	H5	Quintana Roo, Campeche, Veracruz, Puebla, Hidalgo y Querétaro	
	Pacífico	Bárbara	TT	Chiapas	
2006	Pacífico	Norman	DT	Colima, Michoacán y Jalisco	
		Lane	H3	Sinaloa y Colima	
		John	H2	BCS	
2005	Atlántico	Wilma	H4	Quintana Roo y Yucatán	
		José	TT	Veracruz, Puebla, Tlaxcala, Edo. de México y D.F.	
		Gert	TT	Veracruz, San Luis Potosí, Tamaulipas y Nuevo León	
		Emily	H4	Quintana Roo, Yucatán, Tamaulipas y Nuevo León	
	Pacífico	Dora	TT	Guerrero, Michoacán y Colima	
	Atlántico	Cindy	DT	Quintana Roo y Yucatán	



Año	Océano	Nombre	Categoría	Estados Afectados
2004	Pacífico	Bret	TT	Veracruz, Tamaulipas, San Luis Potosí e Hidalgo
		DT 16E	DT	Sinaloa
		Lester	TT	Guerrero
		Javier	DT	BCS y Sonora
2003	Pacífico	Marty	H2	BCS, Sonora y Baja California
		Ignacio	H2	BCS
	Atlántico	Erika	H1	Tamaulipas, Nuevo León, Coahuila y Yucatán
2002	Pacífico	Kenna	H4	Nayarit, Jalisco, Sinaloa, Durango y Zacatecas
	Atlántico	Isidore	H3	Quintana Roo, Yucatán y Campeche
2001	Pacífico	Juliette	H1	BCS, Sonora y Sinaloa

H: Huracán  
 TT: Tormenta Tropical  
 DT: Depresión Tropical

Fuente: Servicio Meteorológico Nacional (SMN) Comisión Nacional del Agua (CNA)

A continuación se muestran las áreas más susceptibles a huracanes dentro del país (Ver Figuras III.2.3 y III.2.4).



Figura III.2.3 Huracanes Moderados con impacto sobre México. Categorías I y II, durante el período de 1970 al 2008.



Figura III.2.4 Huracanes Intensos con impacto sobre México. Categorías III, IV y V, durante el período de 1970 al 2008.

Fuente: Servicio Meteorológico Nacional (SMN)

De acuerdo a la **Tabla III.2.2** y a las **Figuras III.2.3 y III.2.4**, se puede considerar que el área donde se ubicará el proyecto, es susceptible a fenómenos climatológicos, tales como Huracanes y Tormentas Tropicales, ya que si bien, en los últimos 14 años se han presentado huracanes (categoría I, II y IV), una Depresión Tropical y siete Tormentas Tropicales en el estado de Tamaulipas, sin embargo no afectará el área donde se instalará el proyecto.

### III.3 Describir detalladamente las características climáticas entorno a la instalación, con base en el comportamiento histórico de los últimos 10 años (temperatura máxima, mínima y promedio; dirección y velocidad del viento; humedad relativa; precipitación pluvial).

#### Clima.

##### Tipo de clima.

##### Estado de Tamaulipas

En el estado de Tamaulipas, de acuerdo a la clasificación de Köppen modificada por E. García, se presentan los siguientes climas: Semiárido cálido, Semicálido subhúmedo, Cálido subhúmedo y Cálido húmedo de los cuales a continuación se presentan sus principales características (**Ver Figura III.3.1**).

- Semicálido subhúmedo (BS1 (h')w): Este tipo de clima se localiza principalmente en la parte Noroeste del territorio estatal, se caracteriza por tener una temperatura media anual entre los 18 y



22°C con lluvias durante las temporadas de verano aunque durante el invierno el porcentaje de lluvias se encuentra entre el 5 al 10,2% del total anual.

- Semicálido subhúmedo ((A) C(wo)x'): Predomina en una franja del territorio estatal formada en la parte Noreste y que se desplaza hacia la región Sureste, la temperatura promedio anual es de 18°C, la temperatura del mes más frío se registra entre los -3 y los 18°C mientras que para el mes más caliente es mayor a 22°C. En este tipo de clima las lluvias se presentan en las temporadas de verano.
- Cálido subhúmedo (Awo): Se presenta en una franja que se extiende desde la región Suroeste hacia la región Sureste donde la temperatura media anual se encuentra entre los 18 y 22°C, las temporadas de lluvias se presentan durante el verano e invierno.
- Cálido húmedo (Af): Este tipo de clima es característico de una pequeña zona ubicada en la región Este del estado, se caracteriza por contar con una temperatura media anual entre los 18 y 22°C, la precipitación durante el mes más seco es menor a 40 mm.
- Templado subhúmedo C(wo): se encuentra en el 20,5 por ciento del país, se encuentra en su mayoría temperaturas entre 10° y 18° C y de 18° a 22° C; sin embargo, en algunas regiones puede disminuir a menos de 10° C; registra precipitaciones de 600 a 1 000 mm en promedio durante el año.

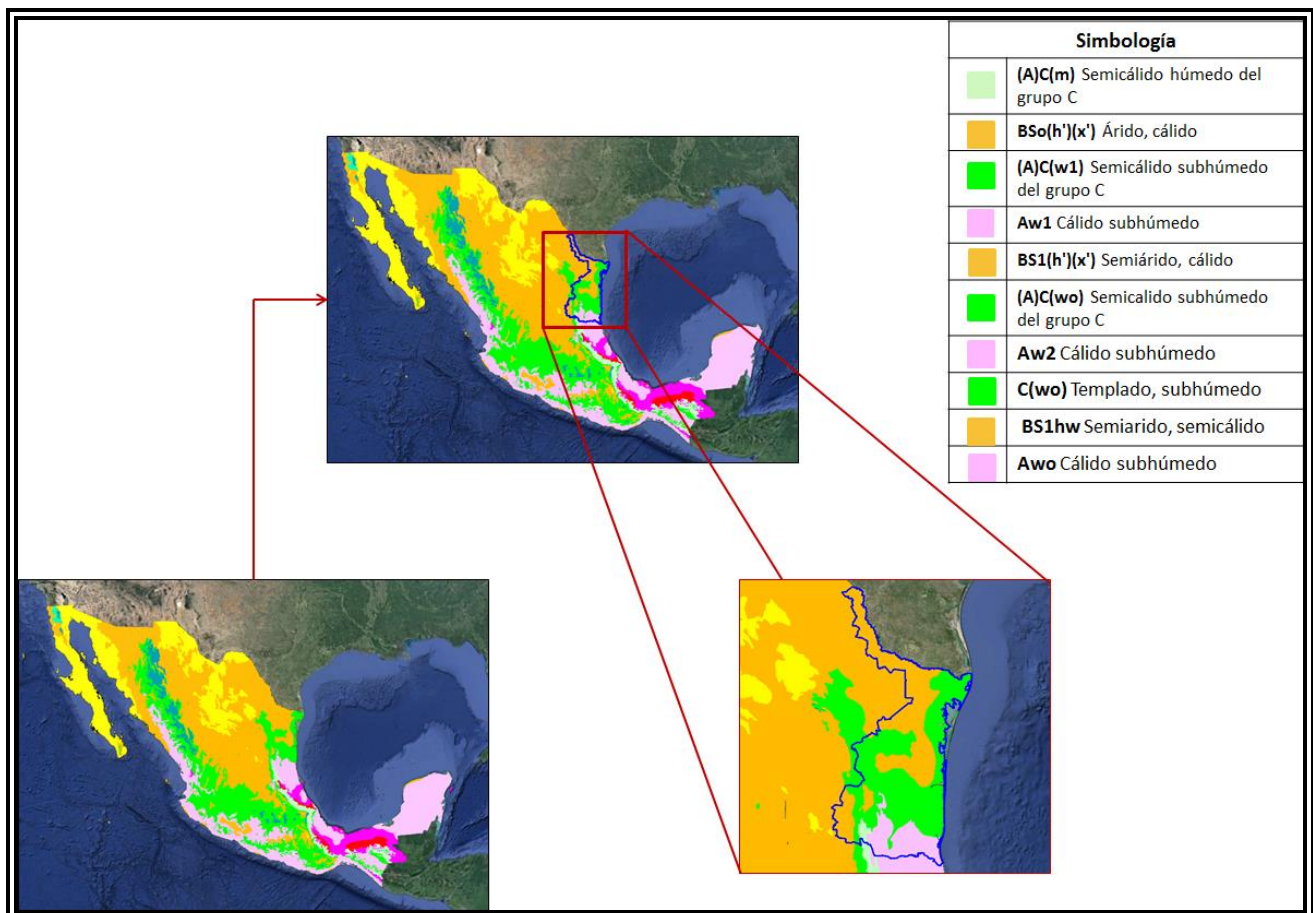


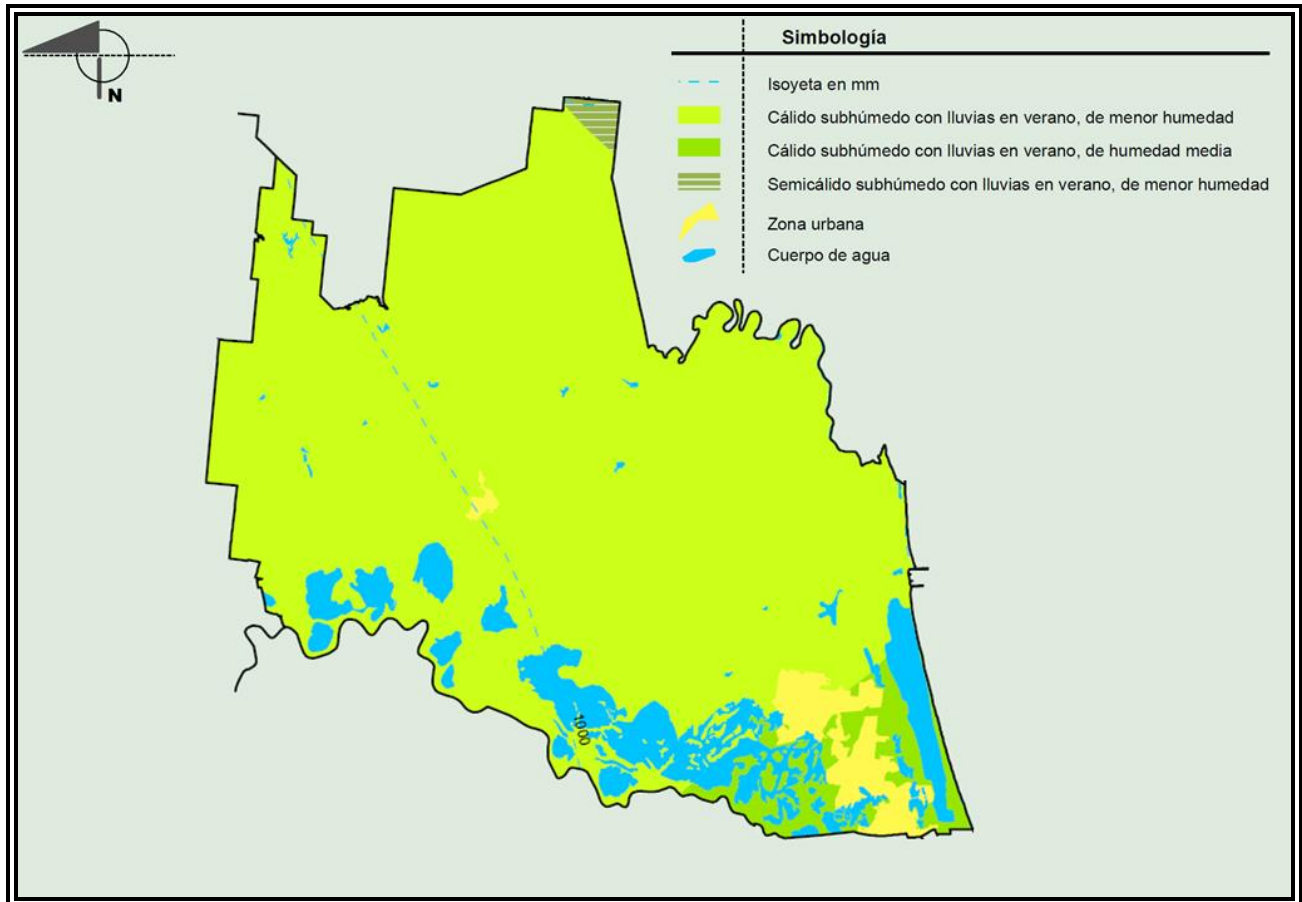
Figura III.3.1 Climatología característica del estado de Tamaulipas.

Fuente: Portal de Geoinformación.  
Sistema Nacional de Información sobre Biodiversidad.  
Comisión Nacional para el conocimiento y uso de la Biodiversidad (CONABIO).



Municipio de Altamira

Los climas predominantes en el municipio de Altamira (Ver Figura III.3.2) son Cálido subhúmedo con lluvias en verano, de menor humedad (90%), Cálido subhúmedo con lluvias en verano, de humedad media (9,5%) y Semicálido subhúmedo con lluvias en verano, de menor humedad (0,5%). Además el rango de temperaturas varía desde los 22°C a los 26°C, con un rango de precipitación de 900 a 1 100 mm.



**Figura III.3.2** Tipos de climas existentes en el municipio de Altamira

Fuente: Compendio de Información Geográfica Municipal de los Estados Unidos Mexicanos. Municipio Altamira. Año 2010.

Como se aprecia en la **Figura III.3.3**, el tipo de clima predominante en el área del proyecto es: Cálido Subhúmedo

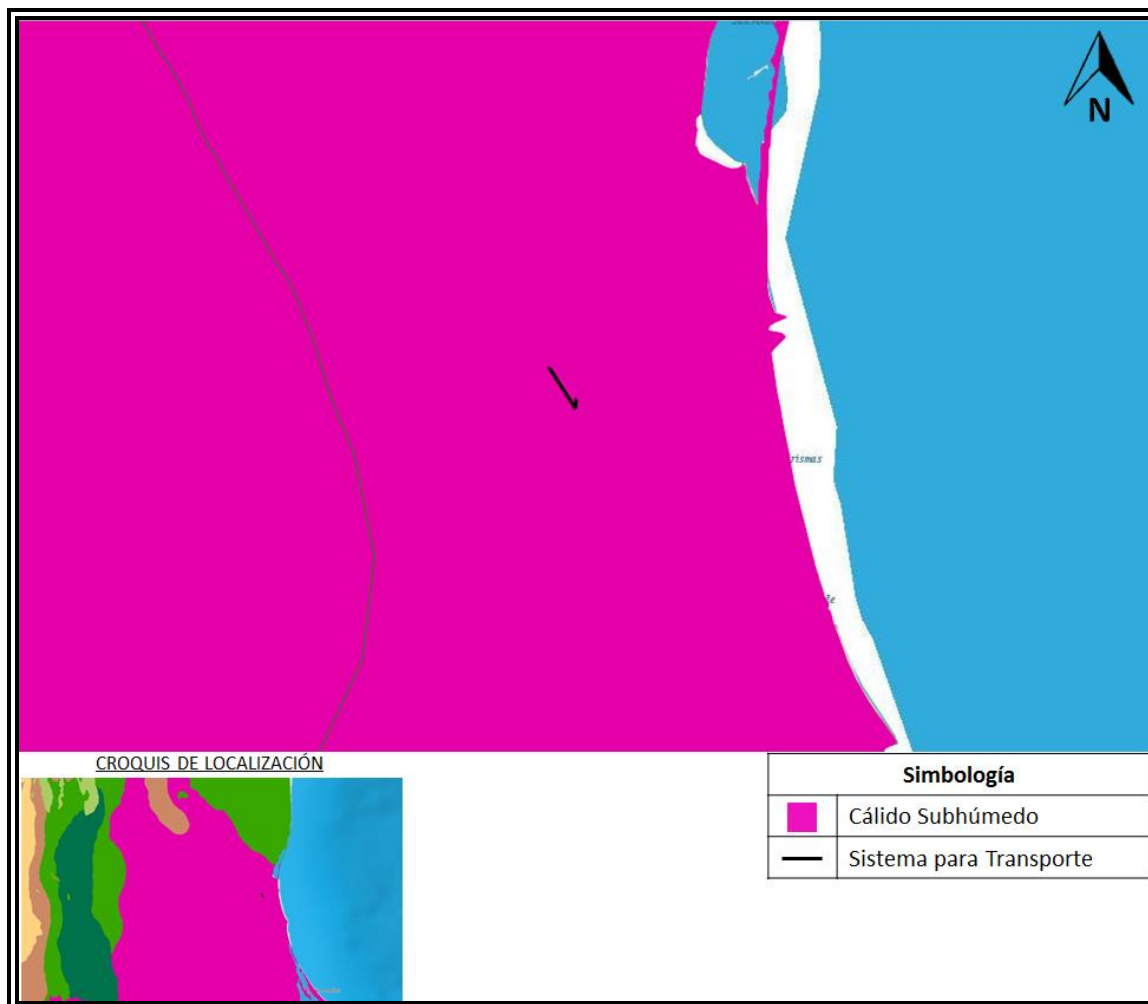


Figura III.3.3 Tipos de climas existentes en el área del proyecto.

Fuente: Mapa Digital de México V6.1 INEGI

**Fenómenos Climatológicos.**

Información Histórica de Fenómenos Climatológicos.

México ha sufrido los efectos de tormentas tropicales y ciclones en los últimos 14 años, provenientes tanto del Océano Atlántico como del Océano Pacífico, a continuación se presentan datos históricos de los eventos climatológicos ocurridos en el período del 2001 al 2014.

Tabla III.3.1 Huracanes y tormentas tropicales registradas en México del 2001 al 2014.

Año	Océano	Nombre	Categoría	Estados Afectados
2014	Pacífico	Simón	H4	Michoacán, Chiapas, Oaxaca, Guerrero, Baja California Sur, Colima y Jalisco
		Trudy	TT	Guerrero, Chiapas y Oaxaca.
		Vance	DT	Sinaloa, Durango, Jalisco, Colima Nayarit
	Atlántico	Dolly	TT	San Luis Potosí, Tamaulipas, Querétaro, Hidalgo, Puebla y Veracruz
		Depresión	DT	Campeche



Año	Océano	Nombre	Categoría	Estados Afectados
		Tropical 9		
2013	Pacífico	Barry	TT	Campeche, Tabasco, Veracruz, Puebla y Tlaxcala
		Fernand	TT	Campeche, Tabasco, Veracruz, Puebla y Tlaxcala
		Ingrid	TT	Campeche, Tabasco, Veracruz, Puebla, San Luis Potosí, Tamaulipas, Nuevo León e Hidalgo
	Atlántico	Barry	TT	Campeche, Tabasco, Veracruz, Puebla y Tlaxcala
		Fernand	TT	Campeche, Tabasco, Veracruz, Puebla y Tlaxcala
		Ingrid	TT	Campeche, Tabasco, Veracruz, Puebla, San Luis Potosí, Tamaulipas, Nuevo León e Hidalgo
2012	Pacífico	Bud	H3	Guerrero, Michoacán, Colima, Jalisco y Nayarit.
		Carlotta	H2	Colima, Chiapas, Distrito Federal, Guanajuato, Guerrero, Hidalgo, Jalisco, México, Michoacán, Morelos, Nayarit, Oaxaca, Puebla, Querétaro, Tabasco, Tlaxcala y Sur de Veracruz.
		Norman	TT	Sinaloa, Durango, Nayarit, Jalisco y Baja California Sur
		Paul	H3	Baja California Sur, Sinaloa, Sonora, Durango, Nayarit y Jalisco.
	Atlántico	Ernesto	H1	Quintana Roo, Yucatán, Campeche, Tabasco, Chiapas, Veracruz, San Luis Potosí, Hidalgo, Querétaro, Guanajuato, Puebla, Tlaxcala, México, Distrito Federal, Morelos, Michoacán, Guerrero y Oaxaca.
		Helene	TT	Tabasco, Veracruz, San Luis Potosí, Hidalgo, Puebla y Oaxaca
2011	Pacífico	DT 12E	DT	Oaxaca y Chiapas.
		Jova	H2	Jalisco, Colima, Michoacán y Nayarit.
		DT 8E	DT	Michoacán, Colima y Jalisco.
		Beatriz	H1	Guerrero, Colima, Michoacán y Jalisco.
	Atlántico	Rina	TT	Quintana Roo.
		Nate	TT	Tabasco y Veracruz.
		Harvey	DT	Chiapas, Tabasco, Veracruz y Oaxaca.
		Arlene	TT	Veracruz, San Luis Potosí, Tamaulipas, e Hidalgo.
2010	Atlántico	Richard	DT	Chiapas, Campeche, Quintana Roo y Tabasco
		Matthew	DT	Campeche y Veracruz
		Karl	TT (H3)	Quintana Roo, Veracruz y Campeche
		Hermine	TT	Tamaulipas
		DT 2	DT	Tamaulipas
		Alex	TT (H2)	Quintana Roo, Campeche, Tamaulipas y Nuevo León
2009	Pacífico	Georgette	TT	BCS y Sonora
		DT 11E	DT	Oaxaca y Veracruz
		Ágatha	TT	Chiapas
		Andrés	H1	Guerrero, Michoacán, Colima, Jalisco y Nayarit
		Jimena	H4	Baja California Sur, Sonora, Sinaloa, Nayarit, Colima y Guerrero
		Rick	H5	Guerrero, Oaxaca, Michoacán y Jalisco
	Atlántico	Ida	H2	Yucatán y Quintana Roo
2008	Pacífico	Odile	TT	Guerrero, Michoacán y Colima
		Norbert	H2	BCS, Sonora y Chihuahua
	Atlántico	Marco	TT	Veracruz, San Luis Potosí, Hidalgo y Puebla
	Pacífico	Lowell	DT	BCS, Sinaloa y Sonora
	Atlántico	Dolly	TT	Quintana Roo, Yucatán, Tamaulipas, Nuevo León, Coahuila y Chihuahua
	Pacífico	DT 5E	DT	Michoacán
	Atlántico	Arthur	TT	Quintana Roo, Campeche y Tabasco
2007	Atlántico	Lorenzo	H1	Veracruz, Puebla e Hidalgo
	Pacífico	Henriette	H1	BCS y Sonora
	Atlántico	Dean	H5	Quintana Roo, Campeche, Veracruz, Puebla, Hidalgo y



Año	Océano	Nombre	Categoría	Estados Afectados
				Querétaro
	Pacífico	Bárbara	TT	Chiapas
2006	Pacífico	Norman	DT	Colima, Michoacán y Jalisco
		Lane	H3	Sinaloa y Colima
		John	H2	BCS
2005	Atlántico	Wilma	H4	Quintana Roo y Yucatán
		José	TT	Veracruz, Puebla, Tlaxcala, Edo. de México y D.F.
		Gert	TT	Veracruz, San Luis Potosí, Tamaulipas y Nuevo León
		Emily	H4	Quintana Roo, Yucatán, Tamaulipas y Nuevo León
	Pacífico	Dora	TT	Guerrero, Michoacán y Colima
	Atlántico	Cindy	DT	Quintana Roo y Yucatán
Bret		TT	Veracruz, Tamaulipas, San Luis Potosí e Hidalgo	
2004	Pacífico	DT 16E	DT	Sinaloa
		Lester	TT	Guerrero
		Javier	DT	BCS y Sonora
2003	Pacífico	Marty	H2	BCS, Sonora y Baja California
		Ignacio	H2	BCS
	Atlántico	Erika	H1	Tamaulipas, Nuevo León, Coahuila y Yucatán
2002	Pacífico	Kenna	H4	Nayarit, Jalisco, Sinaloa, Durango y Zacatecas
	Atlántico	Isidore	H3	Quintana Roo, Yucatán y Campeche
2001	Pacífico	Juliette	H1	BCS, Sonora y Sinaloa

H: Huracán  
 TT: Tormenta Tropical  
 DT: Depresión Tropical

Fuente: Servicio Meteorológico Nacional (SMN) Comisión Nacional del Agua (CNA)

A continuación se muestran las áreas más susceptibles a huracanes dentro del país (Ver Figuras III.3.4 y III.3.5).

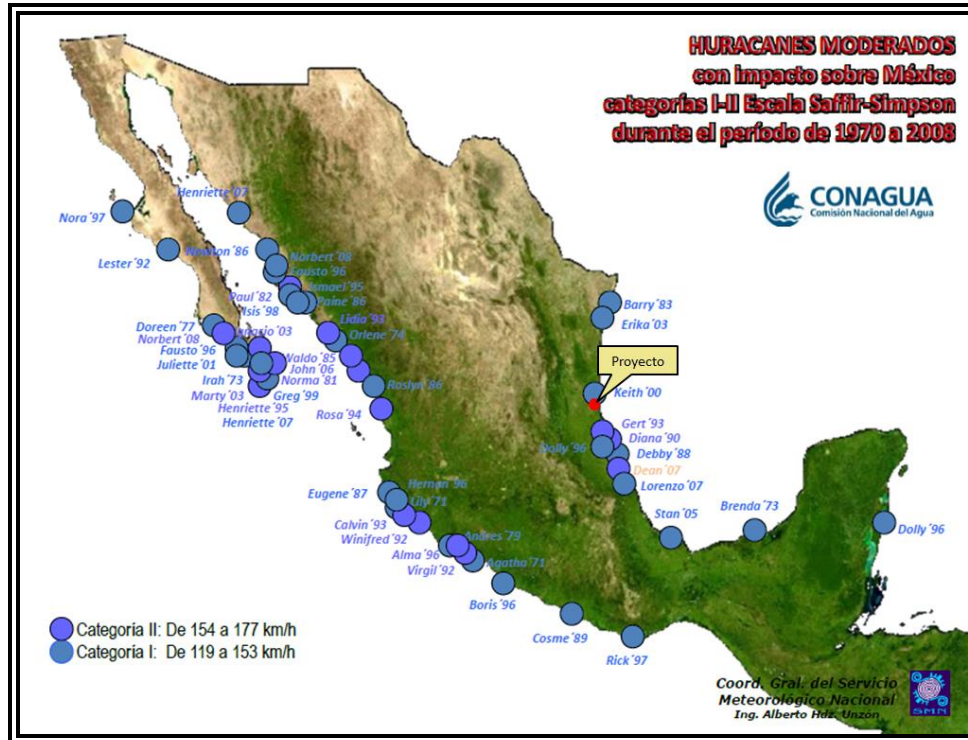


Figura III.3.4 Huracanes Moderados con impacto sobre México. Categorías I y II, durante el período de 1970 al 2008.



Figura III.3.5 Huracanes Intensos con impacto sobre México. Categorías III, IV y V, durante el período de 1970 al 2008.

Fuente: Servicio Meteorológico Nacional (SMN)



De acuerdo a la **Tabla III.3.1** y a las **Figuras III.3.4 y III.3.5**, se puede considerar que el área donde se ubicará el proyecto, es susceptible a fenómenos climatológicos, tales como Huracanes y Tormentas Tropicales, ya que si bien, en los últimos 14 años se han presentado huracanes (categoría I, II y IV), una Depresión Tropical y siete Tormentas Tropicales en el estado de Tamaulipas, sin embargo no afectará el área donde se instalará el proyecto.

#### **III.4 Indicar el deterioro esperado en la flora y fauna por la realización de actividades de la instalación, principalmente en aquellas especies en peligro de extinción.**

En base a los componentes abióticos y bióticos descritos en los puntos precedentes, respectivamente, así como en las observaciones y datos obtenidos de los recorridos en el área de influencia del proyecto, se considera que ésta área cuenta en su mayoría con una integridad ecológica funcional baja, debido a las modificaciones naturales y a los agentes provocados por las actividades antropogénicas. Además mediante planos presentados y los recorridos en campo, se constató que el área de influencia del sistema para transporte de gas natural propiedad de la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., ya se encuentra impactada por la instalación de infraestructura residencial y por la creación de vialidades.

Cabe señalar, que el presente proyecto no afectará la vegetación existente en los costados de los derechos de vía por donde quedará instalado, únicamente en un tramo de 500 m se realizará el despalme de la vegetación natural, por lo que previo inicio de operaciones la promovente solicitará el Cambio de Uso de Suelo (CUS) en esta zona.

Aunado a lo anterior, se constató en campo y gabinete, que en el área de influencia del proyecto no existen especies endémicas con algún grado de protección o en peligro de extinción de flora y fauna, que se encuentren listadas en la NOM-059-SEMARNAT-2010.



## **CAPÍTULO IV. INTEGRACIÓN DEL PROYECTO A LAS POLÍTICAS MARCADAS EN EL PROGRAMA DE DESARROLLO URBANO LOCAL.**

Este capítulo tiene el objetivo de demostrar que el proyecto de instalación y operación del sistema para transporte de gas natural promovido por Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., es congruente con las diferentes disposiciones jurídicas ambientales, así como con los instrumentos de ordenamiento del territorio que le resultan aplicables, a fin de cumplir con lo dispuesto por los Artículos 28 de la Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente (LGEEPA) y 12 de su Reglamento en materia de evaluación del impacto ambiental.

Por lo anterior, para el desarrollo del presente capítulo se consideraron:

- ❖ Programas de Ordenamiento Ecológicos del Territorio (POET) decretados, de las zonas donde se localizará el proyecto,
- ❖ Programas de Desarrollo Urbano y Planes de Desarrollo (Nacional y Municipales),
- ❖ Leyes y Reglamentos, Federales, Estatales y Municipales en materia ambiental y Normas Oficiales Mexicanas (NOM's),
- ❖ Decretos de Áreas Naturales Protegidas,
- ❖ Ordenamientos legales aplicables inherentes al sector energético.

### **Introducción.**

#### **Estrategia Nacional de Energía 2014 – 2028.**

El país atraviesa una situación histórica en su potencial de oferta energética al haber sido aprobadas las modificaciones a los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución. Este hecho representa una profunda transformación del sector energético nacional que abre nuevas oportunidades para México y elimina fronteras artificiales que detenían el desarrollo de un sector fundamental como lo es el energético. Sus repercusiones irán más allá de los 15 años que normalmente conforman el horizonte en los instrumentos de planeación de largo plazo del sector energético. Esta nueva etapa evolutiva permitirá operar cotidianamente con los mismos estándares y progreso tecnológico que caracterizan a las mejores prácticas internacionales, al tiempo que reforzaremos la soberanía del país sobre los recursos y los beneficios que de ellos se obtienen. Además, esta importante transformación del sector energético brinda mayor flexibilidad para responder a los cambios y retos que se tienen hacia el futuro.

En 2013, el evento más importante de cambio en la estructura del sector energético nacional fue la aprobación de la Reforma por el H. Congreso de la Unión y la mayoría de los Congresos de los Estados. Las modificaciones a los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución así como la emisión de los 21 artículos transitorios del Decreto de Reforma, establecen un nuevo diseño para el funcionamiento del sector energético y para la construcción de los instrumentos legales, administrativos y fiscales que lo enmarcan. En conjunto, se abren los espacios para que las empresas del sector orienten sus esfuerzos e inversiones a proyectos que satisfagan con plenitud las necesidades del mercado nacional de energía, y aporten el dinamismo que despliegue nuevas fronteras a su desarrollo económico y tecnológico.



La instrumentación de la Reforma mediante el diseño y aplicación de las Leyes secundarias, así como el impulso económico derivado de las inversiones complementarias en el sector, tendrá como resultado una contribución al crecimiento, con un potencial estimado para el Producto Interno Bruto (PIB) de 1% en 2018 y aproximadamente 2% más para 2025. Así mismo, se estima la creación de cerca de medio millón de empleos adicionales en este sexenio y dos millones y medio de empleos al 2025; mejores condiciones de acceso a la energía por parte de la población menos favorecida, e impulso al desarrollo de tecnologías y a la formación de talento nacional. Los beneficios para este sector de la población podrán darse a través de apoyos focalizados y una mayor interconexión que les permitan contar con energía y los servicios relacionados.

Los objetivos fundamentales de la Reforma son:

- Mantener la propiedad de la Nación sobre los hidrocarburos que se encuentran en el subsuelo,
- Modernizar y fortalecer, sin privatizar, a PEMEX y a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) como empresas productivas del Estado 100% mexicanas,
- Permitir que la Nación ejerza de manera exclusiva la planeación y control del sistema eléctrico nacional, en beneficio de un sistema competitivo que permita reducir los precios de la electricidad,
- Contar con un mayor abasto de energéticos a mejores precios,
- Garantizar estándares internacionales de eficiencia, transparencia y rendición de cuentas,
- Fortalecer el ahorro de largo plazo a través de la creación del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, en beneficio de las generaciones futuras,
- Impulsar el desarrollo, con responsabilidad social y protegiendo al medio ambiente,
- Atraer inversión al sector energético mexicano para impulsar el desarrollo del país,
- Reducir los riesgos financieros, geológicos y ambientales en las actividades de exploración y extracción, así como de transformación industrial del petróleo y gas,
- Reducir las barreras para el desarrollo de proyectos de generación eléctrica que permitan aprovechar recursos renovables, y dar certidumbre a la transición energética sustentada en bajas emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).

Estos objetivos por sí mismos, permiten garantizar el flujo de recursos energéticos y económicos hacia todo el país, además de que impulsan el desarrollo de empresas nacionales. Sin embargo existe un mayor alcance como resultado de estas modificaciones y que es uno de los puntos más relevantes de la Reforma, el beneficio social que de ella se deriva.

El sector energético es uno de los vectores más relevantes que cruzan de forma transversal el desenvolvimiento y desempeño de la sociedad y la economía. La abundancia de energía, accesible, competitiva, diversificada y de calidad repercuten en la generación de riqueza, en la inclusión social, y por lo tanto en el crecimiento económico armónico.

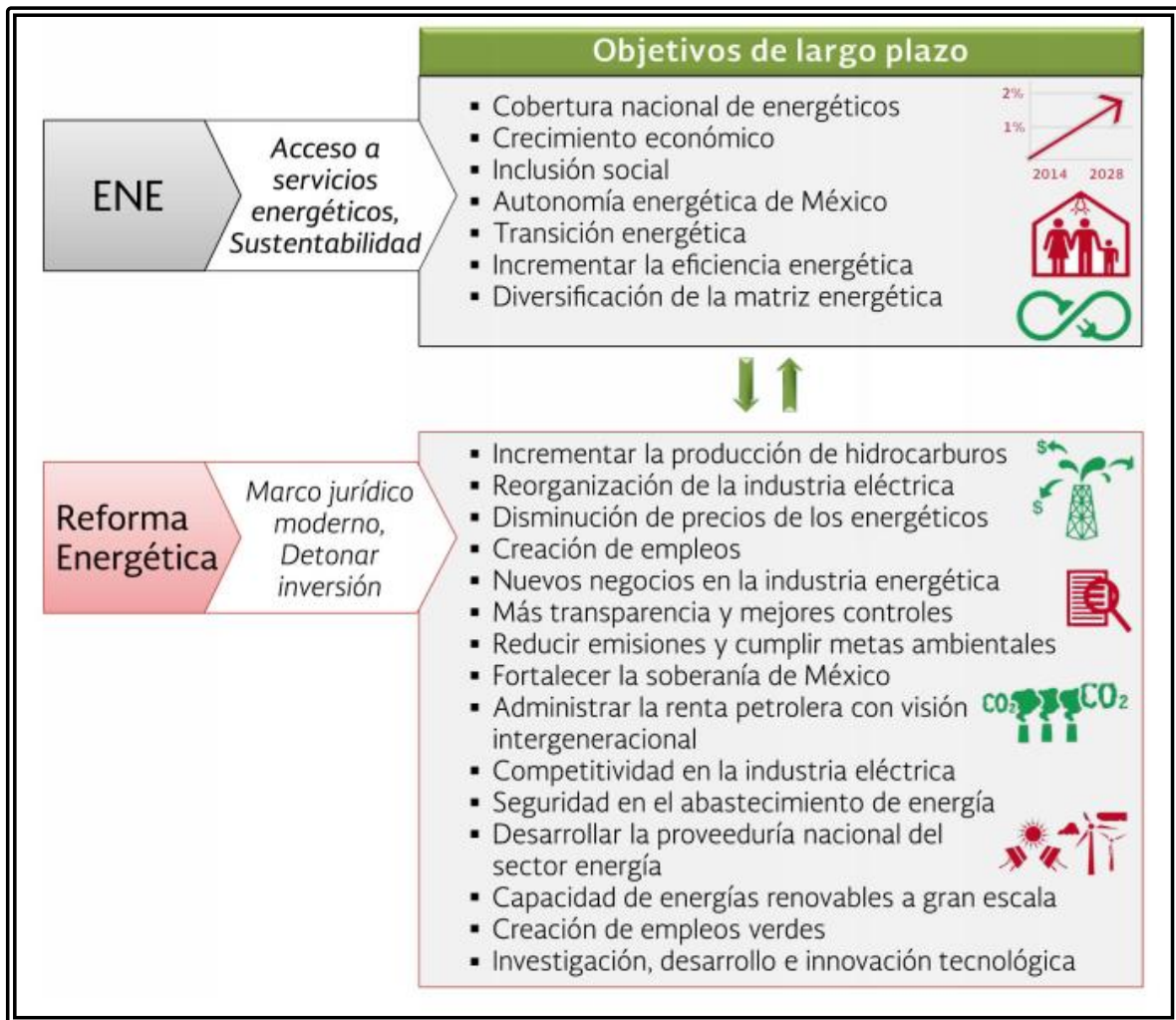


Figura IV.1 Beneficios hacia el sector energético.

Con la ratificación de la ENE 2013-2027 se estableció una visión consensuada del destino del sector energético nacional. En ella se establecieron los retos, requerimientos, líneas de acción y metas que deben de alcanzarse, con la finalidad de resolver los cuellos de botella presentes, y que el sector energía, acompañe el crecimiento económico del país y favorezca la inclusión social.

Algunas de las acciones y acontecimientos más relevantes en materia de estructura de instalaciones, su planeación y su utilización durante 2013, alineados con el cumplimiento de los objetivos planteados en la ENE, fueron:

- Se llevaron a cabo descubrimientos que ayudaron a corroborar el potencial petrolero en aguas profundas y en las cuencas del sureste. Con la terminación del pozo Kunah-1DL; se obtuvo mayor información del campo Kunah, confirmando el potencial gasífero en aguas profundas del proyecto Golfo de México B. Así mismo, los pozos Supremus-1 y Trión-1, ubicados dentro del proyecto, cerca de los límites territoriales



marinos, y terminados en tirantes de agua de casi 3 mil metros de profundidad, permitieron ampliar el área de exploración de zonas de aceite de dicho proyecto.

- En el ámbito de innovación y desarrollo tecnológico, con la finalidad de incrementar el potencial petrolero de México, el Fondo Sectorial CONACYT – Secretaría de Energía – Hidrocarburos, autorizó el otorgamiento de recursos por un monto de alrededor de 1 500 millones de pesos para la creación de un centro de investigación de tecnología para aguas profundas, el cual tendrá como objetivo la investigación, desarrollo y asimilación de tecnologías, que apoyen a la estrategia de explotación costa afuera en México, además de contribuir a la formación y desarrollo de recursos humanos especializados en temas relacionados con aguas profundas
- Durante el primer semestre de 2013, se obtuvo la primera producción de crudo de lutitas, que alcanzó 400 barriles diarios y 38 grados API del pozo Anhérido 1, ubicado en la formación Pimienta, en la Cuenca de Sabinas.
- Adicionalmente, en ese mismo semestre, el Fondo CONACYT – Secretaría de Energía – Hidrocarburos otorgó recursos por alrededor 3 177 millones de pesos para la realización del proyecto que tiene por objetivo realizar estudios prospectivos de yacimientos de aceite y gas en lutitas, en las áreas de Galaxia y Limonaria, localizadas en las cuencas de Burgos y Misantla respectivamente.
- Los proyectos integrales apoyados por el Fondo Sectorial CONACYT – Secretaría de Energía – Hidrocarburos, cuentan con recursos por un monto aproximado de 1 664 millones de pesos para el desarrollo de distintas tecnologías de Recuperación Mejorada que permitirán incrementar el factor de recuperación de crudo entre un 3 y 8%, en los yacimientos en los que se apliquen estas tecnologías. Los cuatro proyectos integrales permitirán un aumento considerable en la recuperación de crudo. Suponiendo como ejemplo el éxito de uno solo de ellos, se podría alcanzar un volumen adicional de aceite del orden de 1 000 millones de barriles en ese campo.
- Con el inicio de la construcción del Gasoducto Zacatecas, que correrá de Aguascalientes al Parque Industrial de Calera, Zacatecas, se incrementará el suministro de gas natural a esa región, lo que permitirá potenciar su desarrollo industrial.
- Con la construcción del gasoducto Noroeste, de una longitud aproximada de 1 780 kilómetros, se proveerá de gas natural a 3 estados: Chihuahua, Sonora, y Sinaloa, para contribuir a su desarrollo industrial. Este nuevo gasoducto incrementará en 1 606 millones de pies cúbicos diarios la capacidad de transporte del Sistema Nacional de Gasoductos.
- Con el inicio de la construcción de 2 estaciones de compresión en Tamaulipas: Altamira, y Soto la Marina, se podrá incrementar el abasto de gas natural seguro, eficiente, y a precios competitivos, contribuyendo así a evitar la incidencia de alertas



críticas e incrementar la capacidad del gasoducto de 48 pulgadas que recorre la costa del Golfo de México.

- Para garantizar el abasto de gas natural en el centro y occidente del país, la CFE y Pemex-Gas y Petroquímica Básica, coordinados por la Secretaría de Energía, realizaron la compra conjunta de 29 cargamentos de Gas Natural Licuado (GNL), para ser entregados en la Terminal de Gas Natural Licuado de Manzanillo, Colima. La utilización de las terminales de GNL han mostrado su carácter estratégico para satisfacer necesidades de abastecimiento de corto plazo de gas natural.
- En cuanto a las acciones emprendidas en materia de transición energética, se realizó la mayor inversión en la historia en investigación, desarrollo e innovación, aproximadamente 1 600 millones de pesos para la creación de los tres primeros Centros Mexicanos de Innovación en Energía Geotérmica, Solar y Eólica (CEMIEs).

Los CEMIEs son proyectos nacionales, integrales e incluyentes que comprenden la conformación de consorcios en donde se conjuntan y alinean las capacidades nacionales existentes. En ellos participan instituciones de educación superior, centros de investigación, empresas y otros. Dentro de sus principales funciones se encuentra la planeación científico-tecnológica de mediano y largo plazo enfocada en desarrollar y aprovechar cada una de las tecnologías renovables, el desarrollo de un portafolio de proyectos y acciones estratégicas que permitan la obtención de resultados de valor para el sector energético del país, la formación de recursos humanos especializados, el fortalecimiento de la infraestructura de investigación y la vinculación academia-industria.”

A continuación se indica la infraestructura existente para el transporte de gas natural en México para el año 2013, así como los proyectos a futuro y los actualmente en desarrollo.

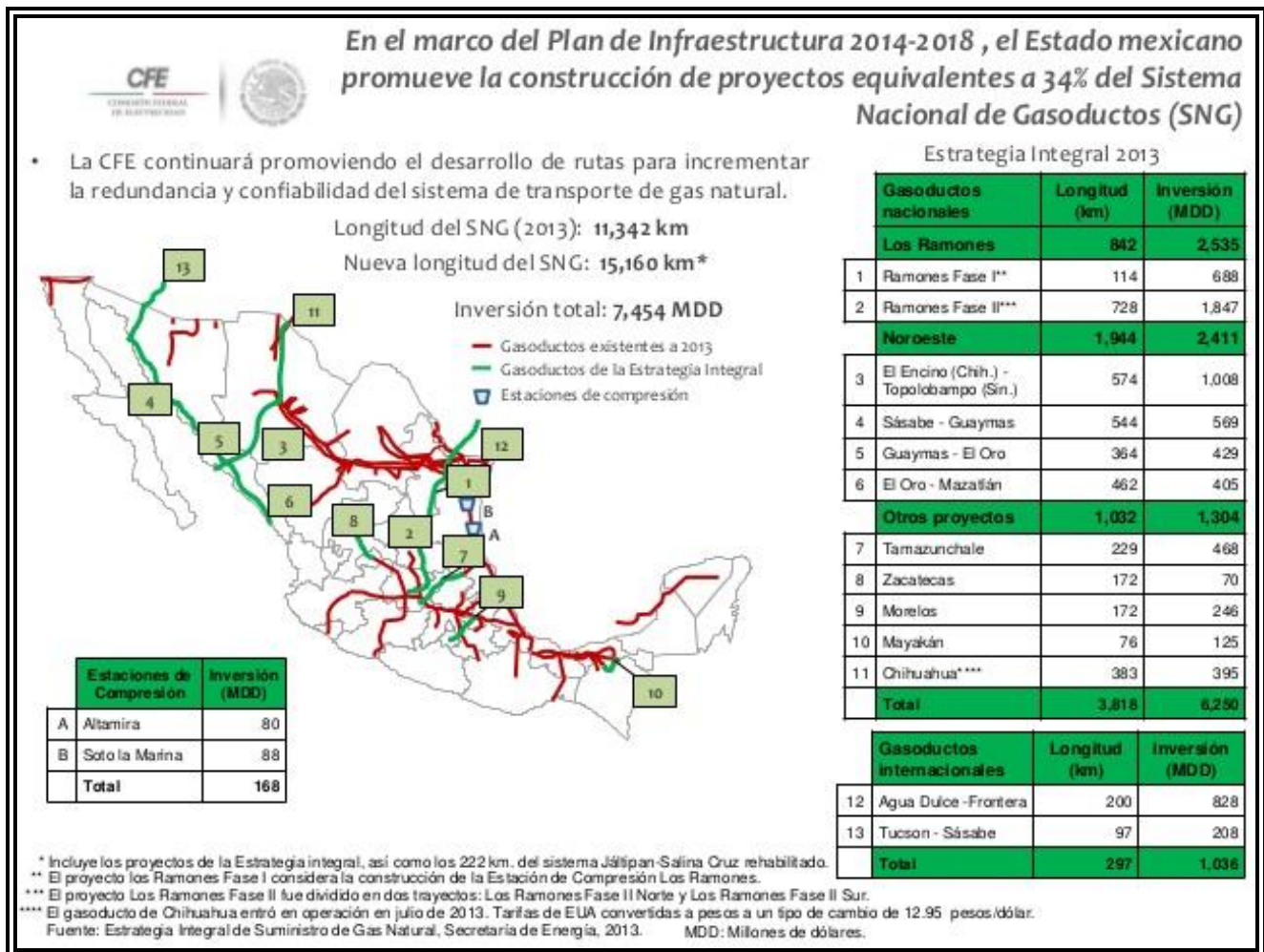


Figura IV.2 Infraestructura para el transporte de gas natural en México.

❖ **Programas de Ordenamiento Ecológico (POET).**

**PROGRAMA DE ORDENAMIENTO ECOLÓGICO MARINO Y REGIONAL DEL GOLFO DE MÉXICO Y MAR CARIBE.**

En septiembre del 2006 la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) presentó la Política Ambiental Nacional para el Desarrollo Sustentable de los Océanos y Costas. Así como las estrategias para su conservación y uso sustentable. En este entorno se firmó el convenio marco para el Programa de Ordenamiento Ecológico Marino y Regional del Golfo de México y Mar Caribe (POEMyRGMyMC), en donde participaron 11 entidades de la Administración Pública Federal (9 Secretarías y 2 paraestatales) y los Gobiernos de los 6 estados ribereños de la región. Definiéndose de esta manera el Área Sujeta a Ordenamiento Marino y Regional del Golfo de México y Mar Caribe.

El Ordenamiento Ecológico Marino y Regional del Golfo de México y Mar Caribe, es el instrumento de política ambiental que permitirá regular e inducir los usos del suelo y las actividades productivas, con el fin de lograr la protección del medio ambiente y la preservación y el aprovechamiento

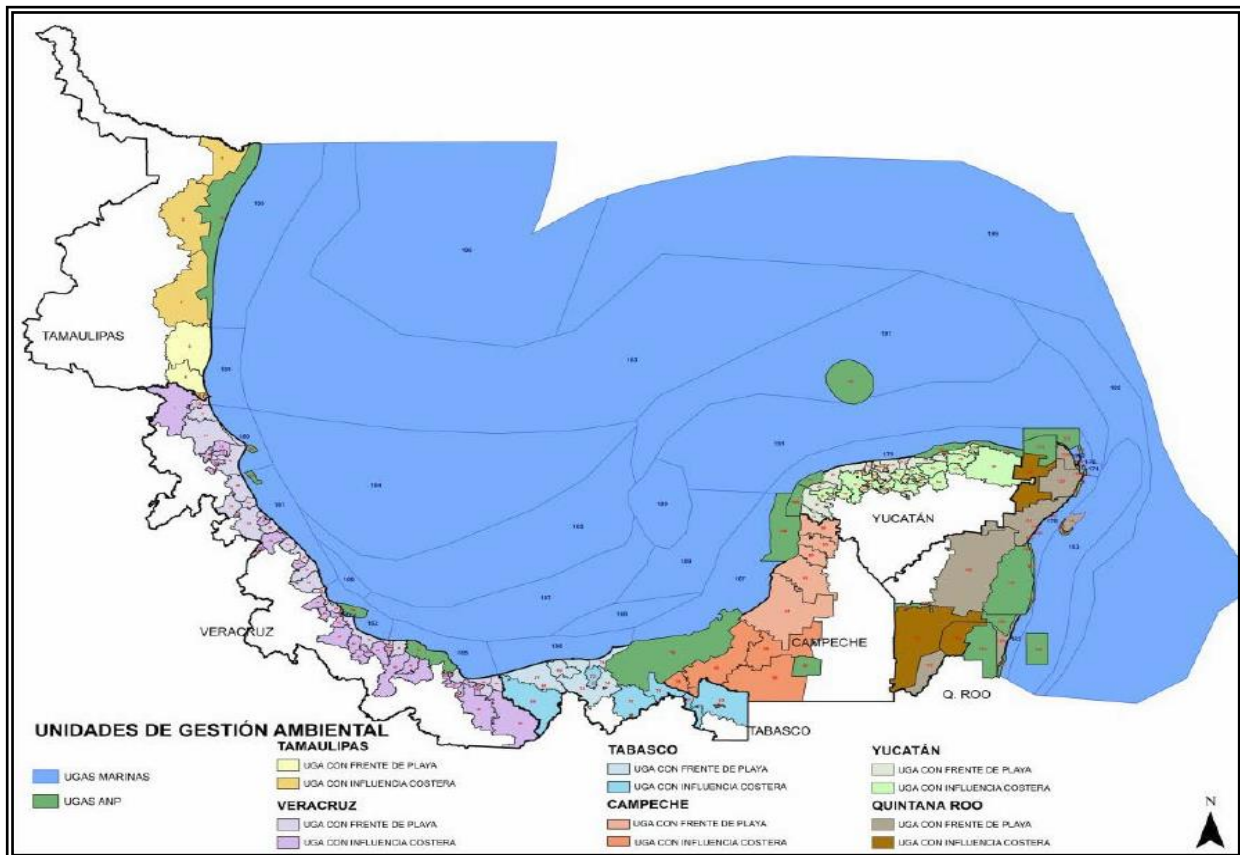


sustentable de los recursos naturales, a partir del análisis de las tendencias de deterioro y las potencialidades de aprovechamiento de los mismos.

### Caracterización.

#### Estado Base del Área Sujeta a Ordenamiento Ecológico Territorial.

El ASO (Área Sujeta a Ordenamiento) considerada en el presente ordenamiento, está integrada por dos regiones: una costero-terrestre con 142 municipios con influencia costera (SEMARNAT-INE, 2007) en los Estados de Quintana Roo, Yucatán, Campeche, Tabasco, Veracruz y Tamaulipas; y una región marina que comprende el Mar Patrimonial Mexicano del Golfo de México y Mar Caribe. En conjunto, tienen una extensión de 995 486,2 km<sup>2</sup>, correspondientes a 168 462,4 km<sup>2</sup> de la región costero-terrestre y 827 023,8 km<sup>2</sup> de la región marina (**Ver Figura IV.3**).



**Figura IV.3** Área Sujeta a Ordenamiento.

De acuerdo al Modelo de Ordenamiento Ecológico del Golfo de México y mar Caribe, la Unidad de Gestión Ambiental aplicable al proyecto es la No. 6, correspondiente al municipio de Altamira, misma que se describe a continuación:

#### UNIDAD DE GESTIÓN AMBIENTAL NO. 6



**Tipo de UGA:** Regional

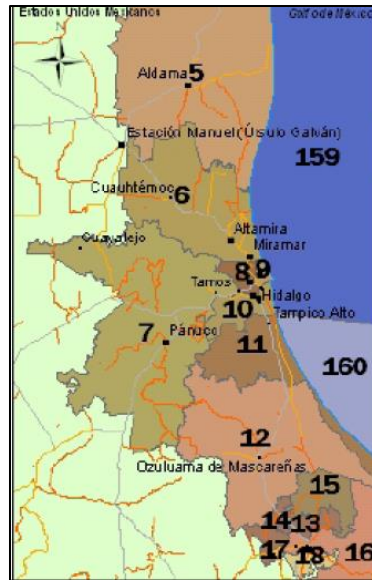
**Nombre:** Altamira

**Municipio:** Altamira

**Estado:** Tamaulipas

**Población:** 162 626 habitantes

**Superficie:** 163 884,681 Hectáreas



❖ Vinculación con la UGA 6

Criterios y Acciones Específicas para aplicar por Unidad de Gestión Ambiental		Relación con el Proyecto
Clave	Acciones - Criterios	
A-001	Fortalecer los mecanismos para el control de la comercialización y uso de agroquímicos y pesticidas.	El proyecto no incide con estos criterios puesto que no se realizarán actividades agropecuarias, ni se impactarán las condiciones de la micro cuenca hidrológica, además de áreas naturales protegidas.
A-002	Instrumentar mecanismos de capacitación para el manejo adecuado de agroquímicos y pesticidas.	
A-003	Fomentar el uso de fertilizantes orgánicos y abonos verdes en los procesos de fertilización del suelo de actividades agropecuarias y forestales.	
A-004	Promover acciones para el mantenimiento del flujo hidrológico a nivel de cuencas y microcuencas, para evitar el azolve y las inundaciones en las partes bajas.	
A-005	Fomentar la reducción de pérdida de agua durante los procesos de distribución de la misma.	
A-006	Implementar programas para la captación de agua de lluvia y el uso de aguas grises.	
A-007	Promover la constitución de áreas destinadas voluntariamente a la conservación o ANP en áreas aptas para la conservación o restauración de ecosistemas naturales.	
A-011	Establecer e impulsar programas de restauración y recuperación de la cobertura vegetal original para revertir el avance de la frontera agropecuaria.	El proyecto no incide con estos criterios puesto que solo se aplicarán medidas de reforestación para restaurar los impactos ocasionados a la vegetación por la instalación del mismo.
A-012	Promover la preservación de las dunas costeras y su vegetación natural, a través de la ubicación de la infraestructura detrás del cordón de dunas frontales.	



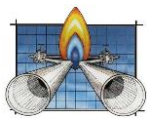
Criterios y Acciones Específicas para aplicar por Unidad de Gestión Ambiental		Relación con el Proyecto
Clave	Acciones - Criterios	
A-013	Establecer las medidas necesarias para evitar la introducción de especies potencialmente invasoras por actividades marítimas en los términos establecidos por los artículos 76 y 77 de la Ley de Navegación y Comercio Marítimo.	
A-014	Instrumentar campañas de restauración, reforestación y recuperación de manglares y otros humedales en las zonas de mayor viabilidad ecológica.	El proyecto promoverá la reforestación en las áreas naturales impactadas aunque no precisamente de manglar.
A-015	Promover e impulsar la reubicación de instalaciones que se encuentran sobre las dunas arenosas en la zona costera del ASO.	El proyecto no incide con estos criterios puesto que solo se aplicarán medidas de reforestación para restaurar los impactos ocasionados a la vegetación por la instalación del mismo.
A-016	Establecer corredores biológicos para conectar las ANP existentes o las áreas en buen estado de conservación dentro del ASO.	
A-017	Establecer e impulsar programas de restauración, reforestación y recuperación de zonas degradadas.	
A-018	Promover acciones de protección y recuperación de especies bajo algún régimen de protección considerando en la Norma Oficial Mexicana, Protección ambiental-Especies Nativas de México de Flora y Fauna Silvestre-Categoría de Riesgo y Especificaciones para su Inclusión, Exclusión o Cambio-Lista de Especies en Riesgo (NOM-059 SEMARNAT-2010).	Previa instauración del proyecto en las áreas con vegetación natural, se realizará el rescate de las especies que así lo requieran, independientemente si se encuentran o no en la NOM-059-SEMARNAT-2010.
A-019	Los programas de remediación que se implementen, deberán ser formulados y aprobados de conformidad con la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos, y demás normatividad aplicable.	No se tiene contemplado la elaboración de programas de remediación de suelos, únicamente de reforestación.
A-020	Promover el uso de tecnologías de manejo de la caña en verde para evitar las emisiones producidas en los periodos de zafra.	El proyecto no incide con estos criterios puesto que no se indican con las áreas mencionadas.
A-021	Fortalecer los mecanismos de control de emisiones y descargas para mejorar la calidad del aire, agua y suelos, particularmente en las zonas industriales y urbanas del ASO.	
A-022	Fomentar programas de remediación y monitoreo de zonas y aguas costeras afectadas por los hidrocarburos.	
A-023	Fomentar la aplicación de medidas preventivas y correctivas de contaminación del suelo con base a riesgo ambiental, así como la aplicación de acciones inmediatas o de emergencia y tecnologías para la remediación in situ, en términos de la legislación aplicable.	
A-024	Fomentar el uso de tecnologías para reducir la emisión de gases de efecto invernadero y partículas al aire por parte de la industria y los automotores cuando ello sea técnicamente viable.	
A-025	Promover la participación de las industrias en	Dentro de las diferentes etapas del proyecto,



Criterios y Acciones Específicas para aplicar por Unidad de Gestión Ambiental		Relación con el Proyecto
Clave	Acciones - Criterios	
	acciones tendientes a una gestión adecuada de residuos peligrosos, con el objeto de prevenir la contaminación de suelos y fomentar su preservación.	se promoverá el manejo integral de residuos.
A-026	Promover e impulsar el uso de tecnologías "Limpias" y "Ambientalmente amigables" en las industrias registradas en el ASO y su área de influencia. Fomentar que las industrias que se establezcan cuenten con las tecnologías de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.	Mediante el uso de un combustible menos contaminante se promueve la reducción de gases de efecto invernadero.
A-027	Mantener al mínimo posible la superficie ocupada por las instalaciones de infraestructura en las playas para evitar su perturbación.	El proyecto no incide con estos criterios, puesto que no se tendrá incidencia con dunas o playas.
A-028	Promover las medidas necesarias para que la instalación de infraestructura de ocupación permanente sobre el primero o segundo cordón de dunas eviten generar efectos negativos sobre su estructura o función ecosistémica.	
A-029	Promover la preservación del perfil de la costa y los patrones naturales de circulación de las corrientes alineadas a la costa, salvo cuando dichas modificaciones correspondan a proyectos de infraestructura que tengan por objeto mitigar o remediar los efectos causados por alguna contingencia meteorológica o desastre natural.	
A-030	Generar o adaptar tecnologías constructivas y de ingeniería que minimicen la afectación al perfil costero y a los patrones de circulación de aguas costeras.	
A-031	Promover la preservación de las características naturales de las barras arenosas que limitan los sistemas lagunares costeros.	
A-032	Promover el mantenimiento de las características naturales, físicas y químicas de playas y dunas costeras.	
A-033	Fomentar el aprovechamiento de la energía eólica, excepto cuando su infraestructura pueda afectar corredores de especies migratorias.	
A-037	Promover la generación energética por medio de energía solar.	
A-038	Impulsar el uso de los residuos agrícolas para la generación de energía y reducir los riesgos de incendios forestales en las regiones más secas.	
A-039	Promover la reducción del uso de agroquímicos sintéticos a favor del uso de mejoradores orgánicos.	
A-040	Impulsar la sustitución de las actividades de pesca extractiva por actividades de producción acuícola con especies nativas de la zona en la cual se aplica el programa y con tecnologías que no contaminen el	El proyecto no incide con estos criterios, puesto que no contempla actividades pesqueras.



Criterios y Acciones Específicas para aplicar por Unidad de Gestión Ambiental		Relación con el Proyecto
Clave	Acciones - Criterios	
	ambiente y cuya infraestructura no afecte los sistemas naturales.	
A-044	Diversificar la base de especies en explotación comercial en las pesquerías.	
A-045	Desarrollar e impulsar el uso de la fauna de acompañamiento, salvo las especies que se encuentran en algún régimen de protección, para la producción comercial de harinas y complementos nutricionales.	
A-046	Incentivar el cumplimiento de los mecanismos existentes para controlar el vertido y disposición de residuos de embarcaciones, en las porciones marinas tanto costeras como oceánicas.	
A-050	Promover el desarrollo de Programas de Desarrollo Urbano y Programas de Conurbación con el fin de dotar de infraestructura de servicios a las comunidades rurales.	El proyecto se ajustará a lo establecido en dichos programas.
A-051	Promover la construcción de caminos rurales, de terracería o revestidos entre las localidades estratégicas para mejorar la comunicación.	El proyecto no incide con los presentes criterios, puesto que no contempla promover el uso adecuado de la tierra ni corresponde al ordenamiento de asentamientos urbanos.
A-052	Promover el uso sostenible de la tierra/agricultura (cultivos, ganado, pastos y praderas, y bosques) y prácticas de manejo y tecnología que favorezcan la captura de carbono.	
A-053	Desincentivar y evitar el desarrollo de actividades productivas extensivas.	
A-054	Desincentivar y evitar el desarrollo de actividades productivas extensivas.	
A-055	Coordinar los programas de gobierno que apoyan a la producción agropecuaria para actuar sinérgicamente sobre el territorio y la población que lo ocupa.	
A-056	Identificar e implementar aquellos cultivos aptos a las condiciones ambientales cambiantes.	
A-057	Evitar el establecimiento de zonas urbanas en zonas de riesgo industrial, zonas de riesgo ante eventos naturales, zonas susceptibles de inundación y derrumbe, zonas de restauración ecológica, en humedales, dunas costeras y manglares.	
A-058	Realizar campañas para reubicar a personas fuera de las zonas de riesgo.	
A-059	Identificar, reforzar o dotar de equipamiento básico a las localidades estratégicas para la conservación y/o el desarrollo sustentable.	
A-060	Establecer y mejorar sistemas de alerta temprana ante eventos hidrometeorológicos extremos.	
A-061	Mejorar las condiciones de las viviendas y de infraestructura social y comunitaria en las localidades de mayor marginación.	El proyecto no incide con estos criterios, puesto que no promueve mejorar las condiciones de las viviendas ni



Criterios y Acciones Específicas para aplicar por Unidad de Gestión Ambiental		Relación con el Proyecto	
Clave	Acciones - Criterios		
A-062	Fortalecer y consolidar las capacidades organizativas y de infraestructura para el manejo adecuado y disposición final de residuos peligrosos y de manejo especial. Asegurar el Manejo Integral de los Residuos Peligrosos.	infraestructura para el manejo integral de residuos.	
A-063	Instalar nuevas plantas de tratamiento de aguas residuales municipales y optimizar las ya existentes.	El proyecto no incide con estos criterios, puesto que no contempla la instalación de infraestructura para tratamiento de aguas residuales, manejo de residuos o remediación de suelos contaminados.	
A-064	Completar la conexión de las viviendas al sistema de colección de aguas residuales municipales y a las plantas de tratamiento.		
A-065	Instrumentar programas de recuperación y mejoramiento de suelos mediante el uso de lodos inactivados de las plantas de tratamiento de aguas servidas municipales.		
A-066	Incrementar la capacidad de tratamiento de las plantas para dar tratamiento terciario a los efluentes e inyectar aguas de mayor calidad al manto freático en apoyo, en su caso, a la restauración de humedales.		
A-067	Incrementar la capacidad de captación de aguas pluviales en las zonas urbanas y turísticas.		
A-068	Promover el manejo integral de los residuos sólidos, peligrosos y de manejo especial para evitar su impacto ambiental en el mar y zona costera.		
A-069	Promover el tratamiento o disposición final de los residuos sólidos urbanos, peligrosos y de manejo especial para evitar su disposición en el mar.		
A-070	Realizar campañas de colecta y concentración de residuos sólidos urbanos en la zona costera para su disposición final.		
A-071	Diseñar e instrumentar acciones coordinadas entre sector turismo y sector conservación para reducir al mínimo la afectación de los ecosistemas en zonas turísticas y aprovechar al máximo el potencial turístico de los recursos. Impulsar y fortalecer las redes de turismo de la naturaleza (ecoturismo) en todas sus modalidades como una alternativa al desarrollo local respetando los criterios de sustentabilidad según la norma correspondiente.		El proyecto no incide con estos criterios, puesto que no se desarrollarán actividades de turismo.
A-072	Promover que la operación de desarrollos turísticos se haga con criterios de sustentabilidad ambiental y social, a través de certificaciones ambientales nacionales o internacionales, u otros mecanismos.		
A-074	Construir, modernizar y ampliar la infraestructura portuaria de gran tamaño de apoyo al tráfico comercial de mercancías (embarcaciones mayores de 500 TRB (toneladas de registro bruto) y/o 49 pies de eslora); con obras sustentadas en estudios específicos, modelaciones predictivas y programas de monitoreo, que garanticen la no afectación de los recursos naturales.	El proyecto no incide con estos criterios, puesto que no considera acciones para modernizar los puertos.	



<b>Criterios y Acciones Específicas para aplicar por Unidad de Gestión Ambiental</b>		<b>Relación con el Proyecto</b>
<b>Clave</b>	<b>Acciones - Criterios</b>	
A-080	Consolidar el desarrollo turístico en las zonas de alto valor cultural, arqueológico, natural y paisajístico, considerando su preservación desde el punto de vista ecológico y socio-cultural.	El proyecto no incide con estos criterios, puesto que no se desarrollarán actividades de turismo.
A-082	Fomentar el conocimiento y difusión del patrimonio y atractivos culturales y naturales de la región, como apoyo al desarrollo turístico.	
A-084	Promover y regular el desarrollo de las actividades e infraestructura turística en coordinación con la federación, estado y municipios, con la participación de los sectores social y privado, atendiendo la Agenda 21 para el turismo de SECTUR.	
A-087	Promover la inversión y la gestión de recursos públicos para el fortalecimiento de las actividades turísticas, pesca y acuicultura.	
A-088	Promover la participación de las instituciones educativas y sociales en el desarrollo y consolidación del sector turismo en la región.	
A-094	Promover la investigación del estado y condiciones de las poblaciones de caracol y las condiciones ambientales de su hábitat, para dar mayor soporte al manejo y regulación de su pesquería.	El proyecto no incide con estos criterios, puesto que no contempla actividades pesqueras.
A-095	Promover el apoyo financiero y la comercialización para el sector pesquero y acuícola en la región, con base en los programas federales y estatales, considerando los lineamientos normativos como de la Carta Nacional Pesquera.	
A-100	Todas las obras o infraestructura de comunicaciones, desarrollos productivos y turísticos a realizarse en los municipios de Carmen, Candelaria, Escárcega, Campeche, Champotón, Tenabo, Hechechakán y Calkiní, deberán apegarse a la normatividad aplicable, incluyendo la LGEEPA, La Ley de Aguas Nacionales y su Reglamento, y la Ley del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente del Estado de Campeche para garantizar que no se afectará el flujo y régimen hídrico o laminar y subterráneo de la zona de influencia del proyecto, a fin de evitar afectaciones a centros de población, áreas productivas, servicios ambientales, la conectividad genética y cambios en la estructura y composición de flora y fauna asociada a sistemas acuáticos.	El proyecto no incide en los municipios mencionados en el presente criterio.

❖ **Programas de Desarrollo Urbano y Planes de Desarrollo (Nacional, Estatales y Municipales).**



## **PLAN NACIONAL DE DESARROLLO 2013 – 2018.**

La Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos establece la planeación del desarrollo nacional como el eje que articula las políticas públicas que lleva a cabo el Gobierno de la República, pero también como la fuente directa de la democracia participativa a través de la consulta con la sociedad. Así, el desarrollo nacional es tarea de todos. En este *Plan Nacional de Desarrollo 2013 – 2018* convergen ideas y visiones, así como propuestas y líneas de acción para llevar a México a su máximo potencial.

El presente *Plan Nacional de Desarrollo* se elaboró bajo el liderazgo del Presidente de la República, observando en todo momento el cumplimiento del marco legal. La Constitución así como la Ley de Planeación establecen que le corresponde al Estado la rectoría del desarrollo nacional, para garantizar que éste sea integral y sustentable, para fortalecer la soberanía de la nación y su régimen democrático, y para que mediante el fomento del crecimiento económico y el empleo, mejore la equidad social y el bienestar de las familias mexicanas. Específicamente, el artículo 26 de la Constitución establece que habrá un *Plan Nacional de Desarrollo* al que se sujetarán, obligatoriamente, los programas de la Administración Pública Federal.

El *Plan Nacional de Desarrollo* es, primero, un documento de trabajo que rige la programación y el presupuesto de toda la Administración Pública Federal. De acuerdo con la Ley de Planeación, todos los Programas Sectoriales, Especiales, Institucionales y Regionales que definen las acciones del gobierno, deberán elaborarse en congruencia con el Plan. Asimismo, la Ley de Planeación requiere que la iniciativa de Ley de Ingresos de la Federación y el Proyecto de Decreto de Presupuesto de Egresos de la Federación compaginen con los programas anuales de ejecución que emanan de éste.

El *Plan Nacional de Desarrollo* es también un ejercicio de reflexión que invita a la ciudadanía a pensar sobre los retos y oportunidades que el país enfrenta, y sobre el trabajo compartido que se debe hacer como sociedad para alcanzar un mayor desarrollo nacional. Particularmente, el *Plan Nacional de Desarrollo* ha sido concebido como un canal de comunicación del Gobierno de la República, que transmite a toda la ciudadanía de una manera clara, concisa y medible la visión y estrategia de gobierno de la presente Administración.

El Plan Nacional de Desarrollo, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de mayo de 2013, destaca la importancia de acelerar el crecimiento económico para construir un México Próspero. Detalla el camino para impulsar a las pequeñas y medianas empresas, así como para promover la generación de empleos. También ubica el desarrollo de la infraestructura como pieza clave para incrementar la competitividad de la nación entera.



**Figura IV.5** Esquema del Plan Nacional de Desarrollo.

Dentro de las cinco metas que se describen en el Plan, el Proyecto es acorde con la meta número cuatro denominada México Próspero. Un México en el que se promueva el crecimiento sostenido de la productividad en un clima de estabilidad económica y mediante la generación de igualdad de oportunidades. Lo anterior considerando que una infraestructura adecuada y el acceso a insumos estratégicos fomentan la competencia y permiten mayores flujos de capital y conocimiento hacia individuos y empresas con el mayor potencial para aprovecharlo. Así mismo, esta meta busca proveer condiciones favorables para el desarrollo económico, a través de una regulación que permita una sana competencia entre las empresas y el diseño de una política moderna de fomento económico enfocada a generar innovación y crecimiento en sectores estratégicos.

En el apartado de infraestructura de transporte y logística descrito en el Diagnóstico de la meta IV, se plantea que una economía que quiere competir a nivel mundial, necesita contar con una infraestructura que facilite el flujo de productos, servicios y el tránsito de personas de una manera ágil, eficiente y a un bajo costo. Asimismo, una infraestructura adecuada para la capacidad productiva del país y abre nuevas oportunidades de desarrollo para la población.

Al respecto, dentro del Plan de Acción en la Estrategia IV, se plantea abastecer de energía al país con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva. Esto implica aumentar la capacidad del Estado para asegurar la provisión de petróleo crudo, gas natural y gasolinas que demanda el país; la productividad de una economía no sólo depende de la disponibilidad y de la calidad de los insumos de producción, sino también de la manera en que éstos interactúan. En este sentido, es fundamental garantizar reglas claras que incentiven el desarrollo de un mercado interno competitivo, donde la principal fuente de diferenciación entre las empresas radique en la calidad y precio de sus productos y servicios. Se privilegiará una regulación que inhiba las prácticas monopólicas e incentive a las empresas a producir mejores productos y servicios de una manera más eficiente.



**Objetivo 4.6.** Abastecer de energía al país con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva.

**Estrategia 4.6.1.** Asegurar el abastecimiento de petróleo crudo, gas natural y petrolíferos que demanda el país.

Líneas de acción

- Promover la modificación del marco institucional para ampliar la capacidad del Estado Mexicano en la exploración y producción de hidrocarburos, incluidos los de yacimientos no convencionales como los lutita.
- Fortalecer la capacidad de ejecución de Petróleos Mexicanos.
- Incrementar las reservas y tasas de restitución de hidrocarburos.
- Elevar el índice de recuperación y la obtención de petróleo crudo y gas natural.
- Fortalecer el mercado de gas natural mediante el incremento de la producción y el robustecimiento en la infraestructura de importación, transporte y distribución, para asegurar el abastecimiento de energía en óptimas condiciones de seguridad, calidad y precio.
- Incrementar la capacidad y rentabilidad de las actividades de refinación, y reforzar la infraestructura para el suministro de petrolíferos en el mercado nacional.
- Promover el desarrollo de una industria petroquímica rentable y eficiente.

En relación a los objetivos, estrategia y líneas de acción que se describen en el Plan Nacional de Desarrollo, el Proyecto se alinea directamente con el objetivo 4.6 relativo a abastecer de energía al país con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva, y con la estrategia número 4.6.1 relativa a asegurar el abastecimiento de petróleo crudo, gas natural y petrolíferos que demanda el país y en especial con la línea de acción en la que se establece, fortalecer el mercado de gas natural mediante el incremento de la producción y el robustecimiento en la infraestructura de importación, transporte y distribución, para asegurar el abastecimiento de energía en óptimas condiciones de seguridad, calidad y precio.

Fuente: Portal electrónico Gobierno Federal.

## **PLAN ESTATAL DE DESARROLLO 2011 – 2016. TAMAULIPAS.**

El Plan Estatal de Desarrollo Tamaulipas 2011-2016 fija objetivos, estrategias y líneas de acción para construir un el Tamaulipas que se quiere: Seguro, Humano, Competitivo y Sustentable, en plena concordancia con las metas nacionales para incorporarse al gran objetivo de mover a México.

### **EL TAMAULIPAS COMPETITIVO**

#### **Fomento de las capacidades empresariales**

**Objetivo:** Promover empresas sólidas en su capacidad productiva, competitiva y de comercialización mediante la asistencia técnica, incorporación de tecnología y acceso al financiamiento que agregue valor a sus productos.



## **Financiamiento de las empresas**

### Estrategias y líneas de acción

- Ampliar las oportunidades de acceso al financiamiento de las medianas, pequeñas y microempresas con instrumentos financieros accesibles en tasas, términos y plazos.
- Promover la ampliación de la oferta de financiamiento a las medianas, pequeñas y microempresas.
- Desarrollar instrumentos innovadores de financiamiento que respondan a los requerimientos de desarrollo de las vocaciones regionales, específicamente instrumentos para la protección contra riesgos de las medianas, pequeñas y microempresas.
- Gestionar la ampliación de los recursos de los fondos destinados a la creación y consolidación de nuevos proyectos de desarrollo de pequeñas y microempresas.
- Facilitar el acceso al financiamiento de los proyectos productivos asistidos por las incubadoras de negocios.
- Instrumentar sistemas de evaluación, seguimiento y control para mejorar la administración de los recursos destinados al financiamiento de empresas.

## **Industria para el crecimiento regional**

**Objetivo:** Fortalecer las actividades industriales que dinamicen la economía de las regiones mediante la gestión de servicios de proveeduría, la generación de empleos y la mejora de las percepciones de los trabajadores.

## **Localización de empresas con actividad industrial**

### Estrategias y líneas de acción

- Desarrollar proyectos de localización industrial que fortalezcan las determinantes competitivas de inversión para el establecimiento y la consolidación de empresas industriales.
- Impulsar acciones que contribuyan a la instalación y ampliación de empresas industriales que fortalezcan la planta productiva.
- Fortalecer la base industrial que consolide e incremente los puestos de trabajo.
- Desarrollar una estrategia de seguimiento y fomento de la actividad industrial que registre la producción, comercialización, la expansión de empresas existentes y las nuevas inversiones.
- Gestionar la ampliación y diversificación de la industria generadora de energía con criterios de sustentabilidad ambiental y tecnologías limpias.
- Establecer acciones para la gestión de la generación de energía de autoconsumo industrial.
- Fomentar el desarrollo

## **EL TAMAULIPAS SUSTENTABLE**



En el Tamaulipas sustentable, el crecimiento de las ciudades y el desarrollo del territorio son orientados por políticas públicas de ordenamiento y urbanización que protegen los recursos naturales y crean entornos funcionales con equipamiento suficiente y de calidad para la vida comunitaria.

### **Desarrollo ordenado y certeza jurídica**

**Objetivo:** Fortalecer el urbanismo del sistema de ciudades mediante la coordinación con los ayuntamientos en la política del uso del suelo, seguridad jurídica y actualización de la normatividad que regula el desarrollo urbano.

### **Desarrollo urbano sustentable**

#### Estrategias y líneas de acción

- Incorporar al desarrollo urbano las determinantes económicas, ambientales y sociales que fortalezcan la sustentabilidad de las ciudades.
- Promover con los ayuntamientos acuerdos para ejercer una política de uso de suelo que incentive el aprovechamiento sustentable de lotes urbanos baldíos. Línea de acción transversal del principio rector Sustentabilidad.
- Instrumentar acciones para el desarrollo de ciudades medias con programas regionales que potencien su dinámica económica y urbana.
- Determinar acciones para el desarrollo de programas comunitarios orientados a crear entornos ambientales saludables.
- Instrumentar acciones para el mantenimiento y la defensa de los espacios públicos en las que participe la comunidad que habita estos espacios. Línea de acción transversal del principio rector Participación ciudadana.

## **MEDIO AMBIENTE SUSTENTABLE**

### **Manejo de los recursos naturales**

**Objetivo:** Aprovechar los recursos naturales con políticas de gestión integral y criterios de responsabilidad y sustentabilidad ambiental, económica y social en la realización de las actividades productivas y comunitarias.

### **Política de sustentabilidad para el desarrollo**

#### Estrategias y líneas de acción

- Ordenar las actividades productivas y comunitarias con políticas de sustentabilidad ambiental en el aprovechamiento de los recursos naturales.
- Promover el uso racional de los recursos naturales con políticas de protección de la biodiversidad, la prevención de riesgos ambientales y la gestión integral de residuos.
- Fomentar proyectos de sustentabilidad que atiendan el crecimiento poblacional y preserven los mantos acuíferos y cuerpos de agua superficiales. Línea de acción transversal del principio rector Sustentabilidad.
- Impulsar programas de ahorro de energía y uso eficiente de los recursos en el sector productivo, el entorno comunitario y las actividades públicas.



- Instrumentar un programa transversal de desarrollo sustentable con objeto de alinear las acciones que diferentes dependencias e instancias de la administración estatal llevan a cabo en beneficio del ambiente.
- Fomentar el desarrollo y crecimiento económico a través de la alineación y coordinación de programas federales, estatales y municipales para facilitar un crecimiento verde incluyente con un enfoque transversal. Línea de acción transversal del principio rector Sustentabilidad.

Fuente: Plan Estatal de Desarrollo. Tamaulipas.

Cabe mencionar, que este Plan no establece criterios que vayan en contra de la instalación del proyecto.

### **PLAN MUNICIPAL DE DESARROLLO 2013 – 2016. ALTAMIRA, TAMAULIPAS.**

El Plan Municipal de Desarrollo de Altamira, Tamaulipas marca pautas y tiempos para conducir a los altamirenses hacia una de las etapas más trascendentes de su destino como sociedad: la construcción de un solo Altamira que se signifique como fortaleza de Tamaulipas y genere más y mejores oportunidades para todos.

#### **Misión**

Propiciar a través de la aplicación sistemática y puntual del Plan Municipal de Desarrollo la consolidación de un modelo de crecimiento integral que eleve los estándares de competitividad incrementando, en paralelo, los indicadores socioeconómicos que garanticen mayor calidad de vida para los habitantes del municipio.

Fortalecer el concepto de sociedad incluyente, solidaria, en sinergia con un gobierno municipal de resultados que ofrezca más y mejores oportunidades para todos.

Construir un solo Altamira donde prevalezcan la Seguridad y la Paz, que tenga como esencia de la interacción social el sentido humano y la solidaridad, que propicie con altos estándares de competitividad condiciones de prosperidad y bienestar para sus habitantes, que evolucione bajo principios de sustentabilidad, que se convierta en fortaleza de Tamaulipas.

#### **Visión**

Altamira es un municipio estratégico para Tamaulipas y la Región Noreste del País. Ofrece las condiciones necesarias para convertirse en una plataforma logística que potencia su solidez gracias a la interacción de diversos rubros productivos.

Sin embargo existe un histórico desfase entre el ritmo de expansión del sector productivo, representado fundamentalmente por la actividad industrial portuaria, y los indicadores de crecimiento socioeconómico.

Este escenario de altos contrastes exige políticas públicas modernas que propicien integración y una nueva dinámica de desarrollo sostenido.



Por ello el Plan Municipal de Desarrollo 2013-2016, que tiene como principal soporte el ejercicio de Consulta Pública previsto por la normatividad en la materia, establece objetivos y estrategias puntuales para consolidar Altamira como fortaleza de Tamaulipas.

## **ALTAMIRA PRÓSPERO Y COMPETITIVO**

**Impulso empresarial mediante un observatorio de oportunidades de negocio entre el sector educativo, sector privado y municipio.**

**Compromiso Estratégico:** Se necesitan más incubadoras de negocios tanto sociales como tecnológicos con la finalidad de obtener recursos para capital semilla, para emprender proyectos productivos que impulsen el crecimiento económico del municipio.

### **Líneas de acción:**

- Gestión coordinada a través de universidades y municipio para la obtención de recursos del fondo Pyme para el establecimiento de una incubadora de empresas, así como de una aceleradora de negocios.
- Colaboración coordinada entre las diferentes universidades y municipio para aportar capital humano, económico y tecnológico para la formación de un Observatorio de Oportunidades de Negocio, que integre la incubadora de negocios y aceleradora de empresas.

**Programa de promoción continua de inversión en el municipio.**

**Compromiso Estratégico:** Buscar el establecimiento de nuevas empresas para la satisfacción de necesidades de entretenimiento o de servicios con las que no cuente el Municipio.

### **Líneas de acción:**

- Promoción de la Inversión para la atracción de empresas como supermercados, cines, franquicias, etc.
- Llevar a cabo presentaciones a empresas para exponer las ventajas competitivas del Municipio.
- Participar en ferias estatales y nacionales para promocionar el Municipio.

## **ALTAMIRA SUSTENTABLE**

**Medio ambiente sustentable**

**Jurídico ambiental**

**Compromiso Estratégico:** Regularizar las actividades, que en materia de Medio Ambiente se llevan a cabo, mediante la aplicación de los lineamientos legales existentes.

### **Líneas de acción:**



- Implementar el Reglamento para el desarrollo sustentable y Protección al Ambiente del R. Ayuntamiento de Altamira, y adecuación del mismo para cubrir las necesidades en materia ambiental que pudiera requerir el municipio.
- Realizar acciones de Inspección y Vigilancia.
- Darle al sitio un potencial para la recreación y turismo sostenible, basado en las comunidades que lo rodean.
- Implementar un programa de control de bancos de material, así como de verificación de la metodología para la explotación y cumplimiento de disposiciones legales emitidas en los resolutiveos por las autoridades ambientales.
- Verificar el cumplimiento de los resolutiveos emitidos por las autoridades ambientales.
- Implementar un programa permanente de Monitoreo
- Implementación de la Policía Ambiental, mediante el apoyo de Seguridad Pública y Tránsito; esto con fundamento en los artículos 288 y 289 del Código para el desarrollo sustentable, vigente en el Estado; así como el artículo 7, fracción I del Reglamento para el desarrollo sustentable y protección al ambiente del municipio de Altamira.

### **Programa Municipal para la Prevención y Gestión Integral de Residuos Sólidos Urbanos y de Manejo Especial (PMPGIRSUME)**

**Compromiso Estratégico:** Implementar el Programa en lo que se refiere a la permanencia y ampliación de la separación y recolección separada de residuos sólidos, su tratamiento ambientalmente adecuado (instalación de un centro integral de residuos) y el fortalecimiento institucional.

#### **Líneas de acción:**

- Fortalecer la capacidad institucional del Municipio para la gestión integral de los residuos
- Realizar el diseño operacional de la prestación del servicio de recolección de residuos, a través de los subsistemas de barrido, recolección, transporte, tratamiento y disposición final.
- Establecer las bases de participación social dentro del Programa
- Clausura y saneamiento del ex basurero municipal, ubicado en la colonia presidentes

Fuente: Plan Municipal de Desarrollo.  
Altamira, Tamaulipas.

Cabe mencionar, que este Plan no establece criterios que vayan en contra de la instalación del proyecto.

### **❖ Leyes y Reglamentos en materia ambiental y Normas Oficiales Mexicanas (NOM's).**



La legislación ambiental federal, estatal y municipal vigente, que regula el proyecto y los impactos que se pueden presentar derivado de la instalación y operación del gasoducto, son:

### **CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE LOS ESTADOS UNIDOS MEXICANOS.**

La Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos publicada en el Diario Oficial de la Federación el 5 de febrero de 1917 (última reforma el 7 de julio de 2014), establece los principales criterios que asume la Nación para orientar el desarrollo del país mediante el otorgamiento de las garantías individuales y colectivas.

#### **Artículo 4º, quinto párrafo.**

*“... Toda persona tiene derecho a un medio ambiente sano para su desarrollo y bienestar. El Estado garantizará el respeto a este derecho. El daño y deterioro ambiental generará responsabilidad para quien lo provoque en términos de lo dispuesto por la ley...”*

Lo anterior, aplica directamente al proyecto, ya que consiste en la instalación de un sistema para transporte de gas natural el cual es un energético más amigable con el ambiente al emitir menos gases de efecto invernadero durante su combustión, lo cual, beneficiará ampliamente a las condiciones atmosféricas del municipio de Altamira, Tamaulipas.

#### **Artículo 25º, último párrafo.**

*“... La ley alentará y protegerá la actividad económica que realicen los particulares y proveerá las condiciones para que el desenvolvimiento del sector privado contribuya al desarrollo económico nacional, promoviendo la competitividad e implementando una política nacional para el desarrollo industrial sustentable que incluya vertientes sectoriales y regionales, en los términos que establece esta Constitución...”*

En este sentido, el presente proyecto pretende impulsar el desarrollo económico del municipio de Altamira, ya que suministrará de manera eficiente y continua un energético más amigable con el ambiente y más barato en relación con otros combustibles, lo cual beneficiará directamente al sector habitacional y turístico de la zona, e incentivará la creación de nuevos sistemas de negocios y la llegada de nuevas inversiones.

#### **Artículo 27º, tercer párrafo.**

*“... La Nación tendrá en todo tiempo el derecho de imponer a la propiedad privada las modalidades que dicte el interés público, así como el de regular, en beneficio social, el aprovechamiento de los elementos naturales susceptibles de apropiación, con objeto de hacer una distribución equitativa de la riqueza pública, cuidar de su conservación, lograr el desarrollo equilibrado del país y el mejoramiento de las condiciones de vida de la población rural y urbana. En consecuencia, se dictarán las medidas necesarias para ordenar los asentamientos humanos y establecer adecuadas provisiones, usos, reservas y destinos de tierras, aguas y bosques, a efecto de ejecutar obras públicas y de planear y regular la fundación, conservación, mejoramiento y crecimiento de los centros de población; para preservar y restaurar el equilibrio ecológico; para el fraccionamiento de los latifundios; para disponer, en los términos de la ley reglamentaria, la organización y explotación colectiva de los ejidos y comunidades; para el desarrollo de la pequeña propiedad rural; para el fomento de la agricultura, de la ganadería, de la silvicultura y de las demás actividades económicas*



*en el medio rural, y para evitar la destrucción de los elementos naturales y los daños que la propiedad pueda sufrir en perjuicio de la sociedad ...”*

Durante el desarrollo del presente Proyecto se dará pleno cumplimiento a las medidas establecidas para usos, reservas y destinos de tierras, cumpliendo con la normatividad ambiental aplicable al Proyecto tal como se describe a lo largo de este capítulo. Así mismo, permitirá beneficios económicos ya que generará fuentes de trabajo para los habitantes del municipio de Altmira y sus alrededores. Una vez que entre en operación, permitirá la disminución en la generación de gases de efecto invernadero.

## **LEYES FEDERALES**

### ***Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente.***

Esta Ley fue publicada en el Diario Oficial de la Federación el 28 de Enero 1988 y reformada por última ocasión el 09 de Enero del 2015.

La esfera de actuación para llevar a cabo la evaluación, aprobación y vigilancia en el desarrollo del proyecto del transporte de gas natural por ductos propiedad de Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., está fundamentada por las atribuciones asignadas a la federación de acuerdo a las definiciones que se hacen en las fracciones V, VI, X y XIX del Artículo 5º, los incisos a) y f) de la fracción III del Artículo 11, fracción XI del artículo 15 y Artículo 17 de esta Ley.

**Artículo 147.-** La realización de actividades industriales, comerciales o de servicios altamente riesgosas, se llevarán a cabo con apego a lo dispuesto por esta Ley, las disposiciones reglamentarias que de ella emanen y las normas oficiales mexicanas a que se refiere el artículo anterior.

Quienes realicen actividades altamente riesgosas, en los términos del Reglamento correspondiente, deberán formular y presentar a la Secretaría un estudio de riesgo ambiental, así como someter a la aprobación de dicha dependencia y de las Secretarías de Gobernación, de Energía, de Comercio y Fomento Industrial, de Salud, y del Trabajo y Previsión Social, los programas para la prevención de accidentes en la realización de tales actividades, que puedan causar graves desequilibrios ecológicos.

Por lo anterior, se somete a evaluación el presente Estudio de Riesgo Ambiental (ERA).

### ***Ley de Hidrocarburos.***

Esta Ley fue publicada en el Diario Oficial de la Federación el día 11 de octubre de 2014 y es reglamentaria de los artículos 25, párrafo cuarto; 27, párrafo séptimo y 28, párrafo cuarto de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de Hidrocarburos.

Corresponde a la Nación la propiedad directa, inalienable e imprescriptible de todos los Hidrocarburos que se encuentren en el subsuelo del territorio nacional, incluyendo la



plataforma continental y la zona económica exclusiva situada fuera del mar territorial y adyacente a éste, en mantos o yacimientos, cualquiera que sea su estado físico.

Artículo	Vinculación con el proyecto
<p><b>Artículo 48.-</b> La realización de las actividades siguientes requerirá de permiso conforme a lo siguiente:</p> <p><b>II.</b> Para el transporte, almacenamiento, distribución, compresión, licuefacción, descompresión, regasificación, comercialización y expendio al público de hidrocarburos, petrolíferos o petroquímicos, según corresponda, así como la gestión de Sistemas Integrados, que serán expedidos por la Comisión Reguladora de Energía.</p>	<p>En cumplimiento con la fracción II del artículo en cuestión, la Promovente, realizará la gestión ante la CRE y obtendrá el permiso para el Transporte de Gas Natural en la Zona Geográfica donde se ubica el proyecto.</p>
<p><b>Artículo 49.-</b> Para realizar actividades de comercialización de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos en territorio nacional se requerirá de permiso. Los términos y condiciones de dicho permiso contendrán únicamente las siguientes obligaciones:</p> <p><b>I.</b> Realizar la contratación, por sí mismos o a través de terceros, de los servicios de Transporte, Almacenamiento, Distribución y Expendio al Público que, en su caso, requiera para la realización de sus actividades únicamente con Permisarios;</p> <p><b>II.</b> Cumplir con las disposiciones de seguridad de suministro que, en su caso, establezca la Secretaría de Energía;</p> <p><b>III.</b> Entregar la información que la Comisión Reguladora de Energía requiera para fines de supervisión y estadísticos del sector energético, y</p> <p><b>IV.</b> Sujetarse a los lineamientos aplicables a los Permisarios de las actividades reguladas, respecto de sus relaciones con personas que formen parte de su mismo grupo empresarial o consorcio.</p>	<p>Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., realizará la gestión ante la Comisión Reguladora de Energía y obtendrá el permiso para el Transporte de Gas Natural, y cumplirá con las disposiciones de seguridad de suministro que, en su caso, establezca la Secretaría de Energía;</p> <p>Así mismo, entregará la información que la Comisión Reguladora de Energía requiera para fines de supervisión y estadísticos del sector energético, y se sujetará a los lineamientos del permiso mencionado.</p>
<p><b>Artículo 84.-</b> Los Permisarios de las actividades reguladas por la Secretaría de Energía o la Comisión Reguladora de Energía, deberán, según corresponda:</p> <p><b>I.</b> Contar con el permiso vigente correspondiente;</p> <p><b>II.</b> Cumplir los términos y condiciones establecidos en los permisos, así como abstenerse de ceder, traspasar, enajenar o gravar, total o parcialmente, los derechos u obligaciones derivados de los mismos en contravención de esta Ley;</p> <p><b>III.</b> Entregar la cantidad y calidad de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos, conforme se establezca en las disposiciones aplicables;</p> <p><b>IV.</b> Cumplir con la cantidad, medición y calidad conforme se establezca en las disposiciones jurídicas aplicables;</p> <p><b>V.</b> Realizar sus actividades, con Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos de procedencia lícita;</p>	<p>La Promovente dará cumplimiento a los términos y condiciones establecidas en el permiso para el transporte de Gas Natural, así como a las demás disposiciones y condicionantes que para tal efecto expida la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Aunado a lo anterior, se ajustará estrictamente para su cumplimiento, a lo establecido en las fracciones del Artículo 84 de la Ley de Hidrocarburos.</p>



Artículo	Vinculación con el proyecto
<p><b>VI.</b> Prestar los servicios de forma eficiente, uniforme, homogénea, regular, segura y continua, así como cumplir los términos y condiciones contenidos en los permisos;</p> <p><b>VII.</b> Contar con un servicio permanente de recepción y atención de quejas y reportes de emergencia;</p> <p><b>VIII.</b> Obtener autorización de la Secretaría de Energía, o de la Comisión Reguladora de Energía, para modificar las condiciones técnicas y de prestación del servicio de los sistemas, ductos, instalaciones o equipos, según corresponda;</p> <p><b>IX.</b> Dar aviso a la Secretaría de Energía, o a la Comisión Reguladora de Energía, según corresponda, de cualquier circunstancia que implique la modificación de los términos y condiciones en la prestación del servicio;</p> <p><b>X.</b> Abstenerse de otorgar subsidios cruzados en la prestación de los servicios permissionados, así como de realizar prácticas indebidamente discriminatorias;</p> <p><b>XI.</b> Respetar los precios o tarifas máximas que se establezcan;</p> <p><b>XII.</b> Obtener autorización de la Secretaría de Energía o de la Comisión Reguladora de Energía, según corresponda, para la suspensión de los servicios, salvo por causa de caso fortuito o fuerza mayor, en cuyo caso se deberá informar de inmediato a la autoridad correspondiente;</p> <p><b>XIII.</b> Observar las disposiciones legales en materia laboral, fiscal y de transparencia que resulten aplicables;</p> <p><b>XIV.</b> Permitir el acceso a sus instalaciones y equipos, así como facilitar la labor de los verificadores de las Secretarías de Energía, y de Hacienda y Crédito Público, así como de la Comisión Reguladora de Energía y la Agencia, según corresponda;</p> <p><b>XV.</b> Cumplir con la regulación, lineamientos y disposiciones administrativas que emitan las Secretarías de Energía, de Hacienda y Crédito Público, la Comisión Reguladora de Energía y la Agencia, en el ámbito de sus respectivas competencias. En materia de seguridad industrial, operativa y protección al medio ambiente, los Permissionarios serán responsables de los desperdicios, derrames de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos o demás daños que resulten, en términos de las disposiciones jurídicas aplicables;</p> <p><b>XVI.</b> Dar aviso a la Secretaría de Energía, a la Comisión Reguladora de Energía, a la Agencia y a las demás autoridades competentes sobre</p>	



Artículo	Vinculación con el proyecto
<p>cualquier siniestro, hecho o contingencia que, como resultado de sus actividades, ponga en peligro la vida, la salud o la seguridad públicas, el medio ambiente; la seguridad de las instalaciones o la producción o suministro de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos; y aplicar los planes de contingencia, medidas de emergencia y acciones de contención que correspondan de acuerdo con su responsabilidad, en los términos de la regulación correspondiente. Sin perjuicio de lo anterior, deberán presentar ante dichas dependencias:</p> <p>a. En un plazo que no excederá de diez días naturales, contados a partir del siniestro, hecho o contingencia de que se trate, un informe de hechos, así como las medidas tomadas para su control, en los términos de la regulación correspondiente, y</p> <p>b. En un plazo que no excederá de ciento ochenta días naturales, contados a partir del siniestro, hecho o contingencia de que se trate, un informe detallado sobre las causas que lo originaron y las medidas tomadas para su control y, en su caso, remediación, en los términos de la regulación correspondiente;</p> <p><b>XVII.</b> Proporcionar el auxilio que les sea requerido por las autoridades competentes en caso de emergencia o siniestro;</p> <p><b>XVIII.</b> Presentar anualmente, en los términos de las normas oficiales mexicanas aplicables, el programa de mantenimiento de sus sistemas e instalaciones y comprobar su cumplimiento con el dictamen de una unidad de verificación debidamente acreditada;</p> <p><b>XIX.</b> Llevar un libro de bitácora para la operación, supervisión y mantenimiento de obras e instalaciones, así como capacitar a su personal en materias de prevención y atención de siniestros;</p> <p><b>XX.</b> Cumplir en tiempo y forma con las solicitudes de información y reportes que soliciten las Secretarías de Energía y de Hacienda y Crédito Público, la Comisión Reguladora de Energía y la Agencia, y</p> <p><b>XXI.</b> Presentar la información en los términos y formatos que les sea requerida por la Secretaría de Energía o la Comisión Reguladora de Energía, en el ámbito de sus competencias, en relación con las actividades reguladas.</p>	
<p><b>Artículo 118.-</b> Los proyectos de infraestructura de los sectores público y privado en la industria de Hidrocarburos atenderán los principios de sostenibilidad y respeto de los derechos humanos de</p>	<p>Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V. atenderá los principios de sostenibilidad y respeto de los derechos humanos de los habitantes del municipio de Altamira, Tamaulipas, que es donde índice la totalidad del</p>



Artículo	Vinculación con el proyecto
las comunidades y pueblos de las regiones en los que se pretendan desarrollar.	proyecto.
<b>Artículo 121.</b> Los interesados en obtener un permiso o una autorización para desarrollar proyectos en materia de Hidrocarburos, así como los Asignatarios y Contratistas, deberán presentar a la Secretaría de Energía una evaluación de impacto social que deberá contener la identificación, caracterización, predicción y valoración de los impactos sociales que podrían derivarse de sus actividades, así como las medidas de mitigación y los planes de gestión social correspondientes, en los términos que señale el Reglamento de esta Ley. La Secretaría de Energía emitirá la resolución y las recomendaciones que correspondan, en el plazo y los términos que señale el Reglamento de esta Ley. La resolución señalada en el párrafo anterior deberá ser presentada por los Asignatarios, Contratistas, Permisionarios o Autorizados para efectos de la autorización de impacto ambiental.	Para tal Fin, Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V. aunado al presente Estudio de Riego Ambiental, elaborará y someterá a evaluación de la Secretaría de Energía el Estudio de Impacto Social (EIS) que establece el presente artículo; una vez obtenida la resolución positiva del EIS se presentará a la ASEA para los efectos que de ésta emanen.
<b>Artículo 130.-</b> Los Asignatarios, Contratistas, Autorizados y Permisionarios ejecutarán las acciones de prevención y de reparación de daños al medio ambiente o al equilibrio ecológico que ocasionen con sus actividades y estarán obligados a sufragar los costos inherentes a dicha reparación, cuando sean declarados responsables por resolución de la autoridad competente, en términos de las disposiciones aplicables.	En el caso fortuito de ocasionar impactos ambientales durante el desarrollo de las diferentes fases del proyecto, la Promovente realizará la compensación de los mismos con apego a las normas y leyes establecidos, así mismo, para tal fin, en el presente Estudio de Riesgo Ambiental se incluyen medidas de prevención y en su caso, mitigación de impactos ambientales que serán instauradas antes y durante el desarrollo del proyecto.

### ***Ley de Aguas Nacionales.***

La Ley de Aguas Nacionales, publicada el 1 de diciembre de 1992 y reformada el 11 de agosto del 2014, es reglamentaria del Artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia de aguas nacionales; es de observancia general en todo el territorio nacional, sus disposiciones son de orden público e interés social y tiene por objeto regular la explotación, uso o aprovechamiento de dichas aguas, su distribución y control, así como la preservación de su cantidad y calidad para lograr su desarrollo integral sustentable.

**Artículo 88.** Las personas físicas o morales requieren permiso de descarga expedido por "la Autoridad del Agua" para verter en forma permanente o intermitente aguas residuales en cuerpos receptores que sean aguas nacionales o demás bienes nacionales, incluyendo aguas marinas, así como cuando se infiltren en terrenos que sean bienes nacionales o en otros terrenos cuando puedan contaminar el subsuelo o los acuíferos.

El proyecto se ajusta a lo establecido en el presente artículo ya que no que no generará aguas residuales.



**Artículo 86 BIS 2.** Se prohíbe arrojar o depositar en los cuerpos receptores y zonas federales, en contravención a las disposiciones legales y reglamentarias en materia ambiental, basura, materiales, lodos provenientes del tratamiento de aguas residuales y demás desechos o residuos que por efecto de disolución o arrastre, contaminen las aguas de los cuerpos receptores, así como aquellos desechos o residuos considerados peligrosos en las Normas Oficiales Mexicanas respectivas. Se sancionará en términos de Ley a quien incumpla esta disposición.

**Artículo 91 BIS.** Las personas físicas o morales que descarguen aguas residuales a las redes de drenaje o alcantarillado, deberán cumplir con las Normas Oficiales Mexicanas y, en su caso, con las condiciones particulares de descarga que emita el estado o el municipio. La Promovente se ajustará a los lineamientos establecidos en la presente Ley, al no causar impactos a los cuerpos de agua existentes en el área de influencia del proyecto. Lo anterior, debido a que no se generarán descargas de aguas residuales, hacia cuerpos receptores ni tampoco se realizará el aprovechamiento de agua superficial o subterránea.

### ***Ley General de Protección Civil.***

Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 03 de Junio del 2014. La presente Ley es de orden público e interés social y tiene por objeto establecer las bases de coordinación entre los tres órdenes de gobierno en materia de protección civil. Los sectores privado y social participarán en la consecución de los objetivos de esta Ley, en los términos y condiciones que la misma establece.

Si bien el ámbito de coordinación de esta Ley se limita a las entidades federales, estatales y municipales, se prevé la incidencia en el proyecto como expresión de actividades preventivas que inciden en la protección civil tanto de la población cercana, como de los operarios del Proyecto, y que para el promovente finca responsabilidades de colaboración, coordinación con las autoridades respectivas y la definición de los respectivos simulacros, programas de evacuación, programas preventivos de mantenimiento a las instalaciones, programas de capacitación, el respectivo Estudio de Riesgo (solicitado por la SEMARNAT, de acuerdo a lo señalado en el segundo párrafo del artículo 147 de la LGEEPA); así mismo, en apego a lo establecido en el artículo 79 de la LGPC, la empresa promovente del proyecto estará obligada a elaborar un programa interno, en los términos que establezca esta Ley y su reglamento, sin perjuicio de lo señalado en los respectivos ordenamientos locales.

**Artículo 79.** Las personas físicas o morales del sector privado cuya actividad sea el manejo, almacenamiento, distribución, transporte y utilización de materiales peligrosos, hidrocarburos y explosivos presentarán ante la autoridad correspondiente los programas internos de protección civil a que se refiere la fracción XL del artículo 2 de la presente Ley.

### ***Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos.***

Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 8 de Octubre de 2003 y reformada por última vez el 05 de Diciembre del 2014, esta Ley tiene por objeto garantizar el derecho de



toda persona al medio ambiente adecuado y propiciar el desarrollo sustentable a través de la prevención de la generación, valorización y la gestión integral de los residuos peligrosos, de los residuos sólidos urbanos y de manejo especial; prevenir la contaminación de sitios con estos residuos y llevar a cabo su remediación, así como para establecer criterios generales que serán definidos con mayor precisión en el Reglamento, así como en las leyes estatales y ordenamientos municipales que se deriven de la misma Ley.

La Ley establece una serie de obligaciones para los generadores de residuos peligrosos, en función de las cantidades de residuos que generen anualmente, así como obligaciones en el caso de manejo y de accidentes o derrames de residuos peligrosos.

Establece también disposiciones generales para el caso del manejo de residuos de manejo especial y sólidos urbanos, que deberán ser desarrollados por las disposiciones locales.

El proyecto del sistema para transporte de gas natural por ductos cumplirá con las obligaciones establecidas por la Ley, las cuales se verán con mayor detalle al tratar sobre el Reglamento de la misma, la correspondiente ley estatal de residuos, y otras partes del ERA que atiendan al manejo adecuado de residuos en general.

### **Ley Federal de Responsabilidad Ambiental.**

Publicada el 7 de Junio de 2013.

**Artículo 1°.-** La presente Ley regula la responsabilidad ambiental que nace de los daños ocasionados al ambiente, así como la reparación y compensación de dichos daños cuando sea exigible a través de los procesos judiciales federales previstos por el artículo 17 constitucional, los mecanismos alternativos de solución de controversias, los procedimientos administrativos y aquellos que correspondan a la comisión de delitos contra el ambiente y la gestión ambiental.

Los preceptos de este ordenamiento son reglamentarios del artículo 4o. Constitucional, de orden público e interés social y tienen por objeto la protección, la preservación y restauración del ambiente y el equilibrio ecológico, para garantizar los derechos humanos a un medio ambiente sano para el desarrollo y bienestar de toda persona, y a la responsabilidad generada por el daño y el deterioro ambiental.

El régimen de responsabilidad ambiental reconoce que el daño ocasionado al ambiente es independiente del daño patrimonial sufrido por los propietarios de los elementos y recursos naturales. Reconoce que el desarrollo nacional sustentable debe considerar los valores económicos, sociales y ambientales.

El proceso judicial previsto en el presente Título se dirigirá a determinar la responsabilidad ambiental, sin menoscabo de los procesos para determinar otras formas de responsabilidad que procedan en términos patrimoniales, administrativos o penales.

**Artículo 2°.** Para los efectos de esta Ley se estará a las siguientes definiciones, así como aquellas previstas en la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, las Leyes ambientales y los tratados internacionales de los que México sea parte. Se entiende por:



- I. Actividades consideradas como altamente riesgosas: Las actividades que implican la generación o manejo de sustancias con características corrosivas, reactivas, radioactivas, explosivas, tóxicas, inflamables o biológico-infecciosas en términos de lo dispuesto por la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente;
- II. Criterio de equivalencia: Lineamiento obligatorio para orientar las medidas de reparación y compensación ambiental, que implica restablecer los elementos y recursos naturales o servicios ambientales por otros de las mismas características;
- III. Daño al ambiente: Pérdida, cambio, deterioro, menoscabo, afectación o modificación adversos y mensurables de los hábitat, de los ecosistemas, de los elementos y recursos naturales, de sus condiciones químicas, físicas o biológicas, de las relaciones de interacción que se dan entre éstos, así como de los servicios ambientales que proporcionan. Para esta definición se estará a lo dispuesto por el artículo 6o. de esta Ley;

**Artículo 6°.** No se considerará que existe daño al ambiente cuando los menoscabos, pérdidas, afectaciones, modificaciones o deterioros no sean adversos en virtud de:

- I. Haber sido expresamente manifestados por el responsable y explícitamente identificados, delimitados en su alcance, evaluados, mitigados y compensados mediante condicionantes, y autorizados por la Secretaría, previamente a la realización de la conducta que los origina, mediante la evaluación del impacto ambiental o su informe preventivo, la autorización de cambio de uso de suelo forestal o algún otro tipo de autorización análoga expedida por la Secretaría; o de que,
- II. No rebasen los límites previstos por las disposiciones que en su caso prevean las Leyes ambientales o las normas oficiales mexicanas.

La excepción prevista por la fracción I del presente artículo no operará, cuando se incumplan los términos o condiciones de la autorización expedida por la autoridad.

**Artículo 10.-** Toda persona física o moral que con su acción u omisión ocasione directa o indirectamente un daño al ambiente, será responsable y estará obligada a la reparación de los daños, o bien, cuando la reparación no sea posible a la compensación ambiental que proceda, en los términos de la presente Ley.

De la misma forma estará obligada a realizar las acciones necesarias para evitar que se incremente el daño ocasionado al ambiente.

**Artículo 24.-** Las personas morales serán responsables del daño al ambiente ocasionado por sus representantes, administradores, gerentes, directores, empleados y quienes ejerzan dominio funcional de sus operaciones, cuando sean omisos o actúen en el ejercicio de sus funciones, en representación o bajo el amparo o beneficio de la persona moral, o bien, cuando ordenen o consientan la realización de las conductas dañosas.

Las personas que se valgan de un tercero, lo determinen o contraten para realizar la conducta causante del daño serán solidariamente responsables, salvo en el caso de que se trate de la prestación de servicios de confinamiento de residuos peligrosos realizada por empresas autorizadas por la Secretaría.

No existirá responsabilidad alguna, cuando el daño al ambiente tenga como causa exclusiva un caso fortuito o fuerza mayor.



**Artículo 25.-** Los daños ocasionados al ambiente serán atribuibles a la persona física o moral que omita impedirlos, si ésta tenía el deber jurídico de evitarlos. En estos casos se considerará que el daño es consecuencia de una conducta omisiva, cuando se determine que el que omita impedirlo tenía el deber de actuar para ello derivado de una Ley, de un contrato, de su calidad de garante o de su propio actuar precedente.

Con apego a lo establecido en la Ley Federal de Responsabilidad Ambiental, Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., somete a evaluación el presente Estudio de Riesgo Ambiental (ERA), en donde se incluyen las características del proyecto a instalar, los métodos constructivos, la descripción del Sistema ambiental presente en el área de influencia del proyecto, y las medidas preventivas y en su caso, para la mitigación de impactos que serán aplicadas durante todas las etapas del proyecto, y en su caso, reparar los daños ambientales causados por la instalación del sistema para transporte de gas natural.

## **REGLAMENTOS FEDERALES**

### ***Reglamento de la Ley de Aguas Nacionales.***

El Reglamento de la Ley de Aguas Nacionales, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 12 de enero de 1994, con su última reforma el 25 de octubre de 2014, define las condiciones para la gestión de las concesiones de explotación, uso o aprovechamiento de los recursos hidrológicos.

**Artículo 151.** Se prohíbe depositar, en los cuerpos receptores y zonas federales, basura, materiales, lodos provenientes del tratamiento de descarga de aguas residuales y demás desechos o residuos que por efecto de disolución o arrastre, contaminen las aguas de los cuerpos receptores, así como aquellos desechos o residuos considerados peligrosos en las normas oficiales mexicanas respectivas.

El proyecto se ajustará, y en su caso, respetará los lineamientos establecidos en el presente Reglamento.

### ***Reglamento de la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos***

El Reglamento de la LGPGIR, publicado en el Diario Oficial de la Federación el día 30 de Noviembre de 2006 se refiere a las obligaciones relativas al manejo y disposición de los residuos peligrosos por parte del generador. Establece los lineamientos generales que habrán de observarse sobre el manejo, incluyendo almacenamiento, recolección, transporte, alojamiento, reuso, tratamiento, reciclaje, incineración y disposición final de los residuos peligrosos, así como, las normas oficiales relativas a los mismos. Asimismo, se establecen los requerimientos específicos para el registro de los generadores y de los prestadores de servicios encargados del manejo de los residuos peligrosos.

Este reglamento es aplicable al proyecto en virtud de que durante las diferentes etapas del proyecto se van a generar, manejar y disponer residuos peligrosos. El Proyecto cumplirá con este ordenamiento y su realización no se opone a sus disposiciones.



***Reglamento para el Transporte Terrestre de Materiales y Residuos Peligrosos.***

El Reglamento para el Transporte Terrestre de Materiales y Residuos Peligrosos se publicó en el Diario Oficial de la Federación el día 7 de Abril de 1993; tiene por objeto regular el transporte terrestre de materiales y residuos peligrosos, establece las obligaciones de los transportistas de dichos materiales y residuos, la clasificación y descripción de las sustancias peligrosas que pueden ser transportadas; las características de los envases y embalajes en los que se deben transportar; las características, especificaciones, equipamiento e identificación de los vehículos motores y unidades de arrastre a utilizar; las condiciones de seguridad en los mismos, el Sistema Nacional de Emergencia en Transportación de Materiales y Residuos Peligrosos, las disposiciones de tránsito en vías de jurisdicción federal, las disposiciones especiales para el transporte de residuos peligrosos; la responsabilidad, las obligaciones y las sanciones específicas de las partes involucradas con el transporte de materiales y residuos peligrosos.

Este reglamento resulta aplicable al Proyecto en cuanto a que se tiene la obligación de contratar con una empresa autorizada por la SEMARNAT como por la SCT para el transporte de materiales y residuos peligrosos en términos de lo que dispone dicho cuerpo normativo. El Proyecto cumplirá en su momento con este ordenamiento y no se opone a sus disposiciones.

***Reglamento para la Protección del Ambiente contra la Contaminación Originada por la Emisión de Ruido.***

El Reglamento para la Protección del Ambiente contra la Contaminación originada por la Emisión de Ruido, publicado en el Diario Oficial de la Federación el día 6 de diciembre de 1982, establece los límites máximos permisibles de emisión de ruido proveniente de fuentes industriales. Así mismo, dispone las medidas necesarias para mitigar el ruido, así como los estudios y métodos de realización para determinar los niveles de ruido.

Este reglamento resulta aplicable al Proyecto, en tanto que durante todas las fases que comprende el proyecto se emitirá ruido. El Proyecto cumplirá en su momento con este ordenamiento y no se opone a sus disposiciones.

**Normas Oficiales Mexicanas**

De acuerdo con al artículo 3º, fracción XI de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, las Normas Oficiales Mexicanas (NOM's) son regulaciones técnicas de observancia obligatoria expedida por las dependencias competentes, conforme a las finalidades establecidas en el artículo 40, que establece reglas, especificaciones, atributos, directrices, características o prescripciones aplicables a un producto, proceso, instalación, sistema, actividad, servicio o método de producción u operación, así como aquellas relativas a terminología, simbología, embalaje, marcado o etiquetado y las que se refieran a su cumplimiento o aplicación.



Conforme al artículo 37-bis de la LGEEPA, las NOM's en materia ambiental son de naturaleza obligatoria en el territorio nacional, existen diferentes NOM's que regulan el ordenamiento ecológico, descarga de aguas residuales, emisiones a la atmósfera, manejo y transporte de materiales y residuos peligrosos, manejo de recursos naturales y emisiones de ruido, principalmente.

El proyecto del transporte de gas natural cumplirá desde el diseño de los equipos y en cada una de sus etapas (preparación del sitio, construcción, y operación) con la normatividad aplicable a este tipo de proyectos con la finalidad de prevenir y controlar cualquier emisión contaminante. Las NOM's que tienen incidencia en las actividades previstas para la construcción y operación del transporte se detallan a continuación:

**AIRE:**

Normatividad Aplicable	Concordancia y cumplimiento de las Normas aplicables
<p><b>NOM-041-SEMARNAT-2015.</b> Límites Máximos Permisibles para la emisión de contaminantes en vehículos que usan Gasolina como combustible</p>	<p>Para la instalación del transporte de gas natural por ductos, la empresa utilizará vehículos y equipos de combustión interna a base de Diesel y/o Gasolina (fuentes móviles), por lo cual, Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V. realizará mantenimiento preventivo a maquinaria y equipos, con el objeto de que éstos se encuentren operando satisfactoriamente, reduciendo la emisión de gases contaminantes por motores de combustión en mal estado, así mismo, durante las etapas de preparación del sitio y construcción, se circulará a baja velocidad (20 Km/h) con el objeto de disminuir las emisiones de gases a la atmósfera. Aunado a lo anterior, la empresa realizará sus actividades durante la obra civil, con apego a los Límites Máximos Permisibles (LMP).</p>
<p><b>NOM-045-SEMARNAT-2006.</b> Vehículos en circulación que usan Diesel como combustible. Límites máximos de opacidad.</p>	

**SUELO Y SUBSUELO:**

Normatividad Aplicable	Concordancia y cumplimiento de las Normas aplicables
<p><b>NOM-138-SEMARNAT/SS-2012.</b> Límites Máximos Permisibles de Hidrocarburos en Suelos y las Especificaciones para su Caracterización y Remediación.</p>	<p>Las actividades de mantenimiento que se requieran realizar durante la etapa de construcción del proyecto, estarán a cargo de un proveedor externo y dado de alta para sus residuos peligrosos generados, sin embargo, dichas actividades estarán delimitadas estrictamente por lo establecido en la NOM-138-SEMARNAT/SS-2003, la cual establece los lineamientos para prevenir la contaminación del suelo y en caso de existir, asegurase que ésa se encuentre dentro de los LMP para suelos contaminados con hidrocarburos, lo cual será constatado mediante la caracterización y remediación del suelo, de acuerdo a las especificaciones indicadas en dicha norma.</p>



**FLORA Y FAUNA:**

Normatividad Aplicable	Concordancia y cumplimiento de las Normas aplicables
<p><b>NOM-059-SEMARNAT-2010.</b>                      Protección ambiental. Especies nativas de México de flora y fauna silvestres- Categorías de riesgo y especificaciones para su inclusión, exclusión o cambio- Lista de especies en riesgo.</p>	<p>Se considera para el caso de identificar especies de flora y fauna silvestres ubicadas en las categorías de riesgo.</p>

**RUIDO:**

Normatividad Aplicable	Concordancia y cumplimiento de las Normas aplicables
<p><b>NOM-080-SEMARNAT-1994.</b>                      Establece los LMP de Emisión de Ruido Proveniente del Escape de los Vehículos Automotores, Motocicletas y Triciclos Motorizados en Circulación y su Método de Medición</p>	<p>Durante las actividades a realizar durante la etapa de preparación del sitio y construcción, se utilizará maquinaria pesada y equipos estacionarios generadores de ruido, por lo que Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., deberá apegarse estrictamente a lo establecido en las NOM's, respecto a los límites máximos permisibles para las emisiones de ruido, vibraciones, energía térmica y lumínica, así como atender las acciones correctivas necesarias para evitar efectos nocivos de dichos contaminantes al medio ambiente. Así mismo, la empresa estará disponible para ejecutar acciones que en algún momento puedan ser impuestas por las autoridades correspondientes, en caso de ser necesarias.</p>

**RIESGO AMBIENTAL Y ENERGÍA:**

Normatividad Aplicable	Concordancia y cumplimiento de las Normas aplicables
<p><b>NOM-007-SECRE-2010.</b> Transporte de gas Natural.</p>	<p>Establece las especificaciones técnicas y los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplir los sistemas para transporte de gas natural por medio de ductos.</p>
<p><b>NOM-009-SECRE-2002.</b>                      Monitoreo, detección y clasificación de fugas de Gas Natural y gas L.P. en ductos.</p>	<p>Establece los requisitos mínimos para el monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas L.P. en ductos, que deben cumplir los permisionarios de los sistemas para transporte y distribución por medio de ductos que operen en la República Mexicana.</p>
<p><b>NOM-129-SEMARNAT-2006.</b> Redes de distribución de gas natural.</p>	<p>Establece las especificaciones de protección ambiental para la preparación del sitio, construcción, operación, mantenimiento y abandono de redes de distribución de gas natural que se pretendan ubicar en áreas urbanas, suburbanas e industriales, de equipamiento urbano o de servicios.</p>



<b>Normatividad Aplicable</b>	<b>Concordancia y cumplimiento de las Normas aplicables</b>
<b>NOM-005-STPS-1998.</b> Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo para el manejo, transporte y almacenamiento de sustancias químicas peligrosas.	La empresa deberá cumplir con esta norma en cuanto al manejo, transporte y almacenamiento de sustancias químicas inflamables.
<b>NOM-018-STPS-2000.</b> Sistema para la identificación y comunicación de peligros y riesgos por sustancias químicas peligrosas en los centros de trabajo.	En las instalaciones superficiales, la empresa realizará la identificación de los ductos que transporten gas natural, así como aquellos que pudieran contener mercaptanos conforme a la mencionada norma.
<b>NOM-022-STPS-2015.</b> Electricidad estática en los centros de trabajo - condiciones de seguridad e higiene.	La empresa se apegará a las condiciones de seguridad indicadas en esta norma en cuanto a electricidad estática para instalaciones donde se manejan sustancias químicas inflamables a fin de evitar riesgos de incendio y explosión por este tipo de electricidad.

❖ **Decretos de Áreas Naturales Protegidas.**

El Sistema para Transporte de Gas Natural, propiedad de Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., no incide en Áreas Naturales Protegidas (ANP's) de carácter Federal, Estatal o Municipal.

❖ **Ordenamientos aplicables inherentes al sector energético.**

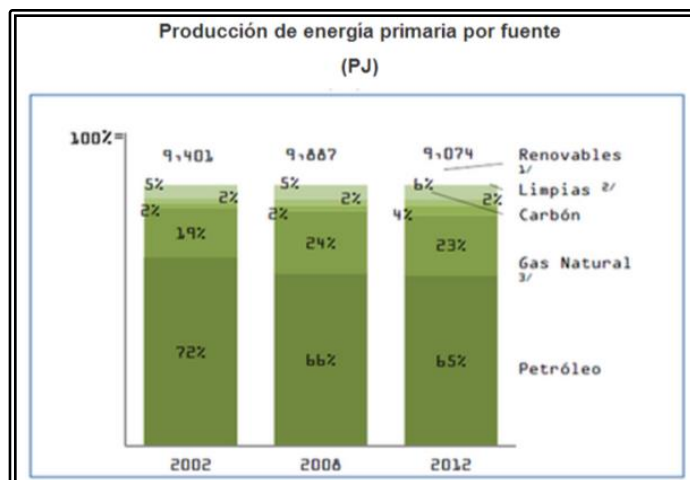
**PROGRAMA SECTORIAL DE ENERGÍA 2013-2018.**

El Programa Sectorial de Energía 2013 – 2018, fue publicado en el Diario Oficial de la Federación el 13 de Diciembre del 2013; tiene como objetivo orientar las acciones a la solución de obstáculos que limiten el abasto de energía, que promuevan la construcción y modernización de la infraestructura del sector y la modernización organizacional tanto de la estructura y regulación de las actividades energéticas, como de las instituciones y empresas del Estado.

**Composición de la matriz energética nacional**

Como resultado de la disponibilidad de hidrocarburos en el territorio nacional, a lo largo de la historia moderna la matriz energética del país se ha concentrado en fuentes fósiles de energía, principalmente petróleo crudo y gas natural. Actualmente, la producción conjunta de petróleo y gas natural representa cerca del 90% de la producción total de energía primaria.

Por otro lado, a pesar de que se han registrado avances importantes en el aprovechamiento de energías no fósiles, su participación en la matriz energética sigue siendo reducida, al pasar de 7% en 2008 a 8% en 2012.



**PJ:** Producción en Penta Joules (1 PJ= 1X10<sup>15</sup> Joules).

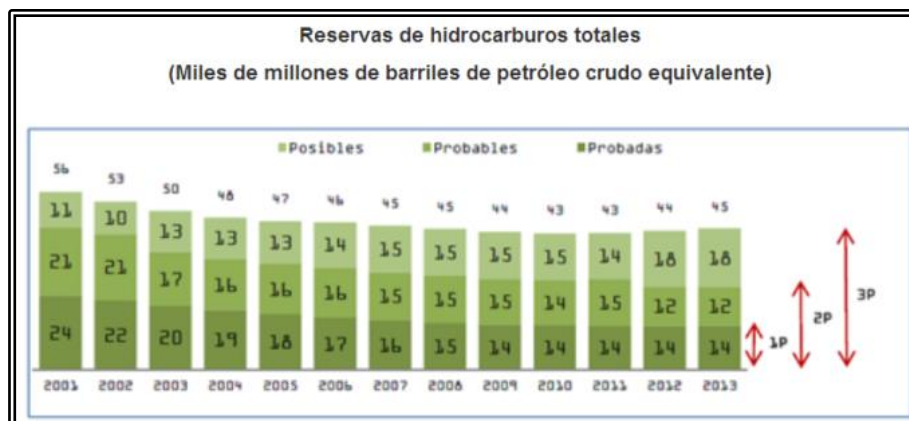
El país dispone de un potencial de fuentes de energía indiscutible, tanto fósiles como limpias, con un amplio portafolio de recursos renovables (eólico, solar, geotérmico, biomasa e hídrico). Por ello, aun cuando se prevé que durante las próximas décadas los hidrocarburos continúen representando el principal energético primario, es indispensable reforzar y continuar impulsando acciones concretas para el logro de una mayor diversificación de la matriz energética. En este sentido, deben impulsarse tecnologías que permitan un mayor aprovechamiento de los recursos en sus diferentes etapas de desarrollo y que permitan capturar importantes beneficios económicos, sociales y medio ambientales.

### Capacidad productiva y de transformación de hidrocarburos Recursos petroleros<sup>1</sup>

El nivel de reservas probadas con los que actualmente se cuenta, permitiría mantener una producción de hidrocarburos, a los niveles actuales, por un periodo de 10 años; ubicando a México dentro de los 20 países con mayores reservas a nivel mundial. Por su parte, el volumen de reservas totales o 3P representa hasta 33 años de producción de hidrocarburos a su actual nivel de extracción.

En lo referente al gas natural, las reservas probadas son equivalentes a 7,3 años de producción, a los niveles actuales de extracción.

<sup>1</sup> Al 1 de enero de 2013, las reservas totales de hidrocarburos(1) en el país sumaron 44.5 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMMbpce), de las cuales 31% corresponden a reservas probadas (1P), 28% a reservas probables (2P) y 41% a reservas posibles (3P). En términos de tipo de hidrocarburo, las reservas totales ascendieron a 30,817 millones de barriles (MMb) de petróleo (69% del total) y 63,229 de millones de pies cúbicos (MMpc) de gas natural (31% del total).



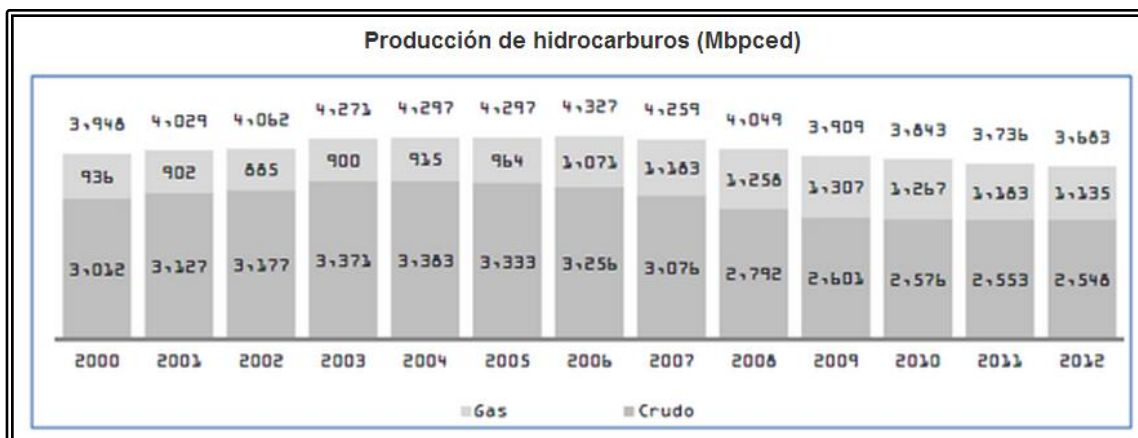
Recientemente, Petróleos Mexicanos (PEMEX) logró elevar la tasa de restitución de reservas de petróleo crudo a niveles por arriba del 100%, lo que significa que las reservas probadas que se adicionan son iguales o superiores a las que se extrajeron durante el año que concluye.

### Producción de crudo y gas natural

Durante el 2004, la producción de petróleo en el país alcanzó su máximo histórico, ubicándose por arriba de los 3,3 millones de barriles por día. A partir de este punto, la producción comenzó a declinar hasta alcanzar 2,548 mil barriles por día (Mbd) en 2012, de los cuales 54% correspondió a crudo pesado, 33% crudo ligero y 13% superligero. Por su parte la producción de gas natural (libre de nitrógeno y bióxido de carbono), se ubicó en 5,676 millones de pies cúbicos por día (MMpcd), mostrando una gradual declinación a partir de su máximo registrado en 2009 cuando alcanzó 6,534 MMpcd.

Al primer semestre de 2013, la producción promedio de crudo se encuentra ligeramente por debajo de la producción registrada en 2012, lo que se explica por la continua declinación natural de Cantarell y los retos operativos para aumentar la producción en otros proyectos, como Ixtal-Manik, Crudo Ligero Marino, Yaxche, Ku-Maloob-Zaap, Ogarrio-Magallanes y Delta del Grijalva, entre otros.

Como parte de las acciones para mantener la producción de hidrocarburos, en 2013 se destinaron inversiones en exploración y producción superiores a los 20 mil millones de dólares, lo que representa el monto de inversión más alto de la historia en la industria petrolera nacional.



Considerando lo anterior, destaca el papel que juegan las técnicas de recuperación secundaria y terciaria, o mejorada en el país, ya que es a través de este tipo de proyectos que se podrá incrementar el factor de recuperación de petróleo en rangos de 5% a 30%, además de extender la vida útil de los campos que hoy se encuentran en un estado avanzado de producción.

Aunado a esto, la producción de hidrocarburos se enfrenta a geologías cada vez más complejas o de difícil acceso, como lo son las aguas profundas o las diversas zonas que conforman el proyecto Aceite Terciario del Golfo, lo que conlleva a realizar grandes inversiones y a asumir mayores riesgos. Por lo anterior es necesario generar las capacidades técnicas adecuadas que permitan incorporar y desarrollar nuevas tecnologías para agregar mayor eficiencia en el descubrimiento y desarrollo de reservas en los procesos de producción.

En lo que se refiere a los recursos provenientes de lutitas, estos podrían representar una aportación significativa para cubrir las necesidades energéticas del país a largo plazo. Sin embargo, es importante dimensionar la complejidad de la incorporación de estos recursos, así como los posibles impactos ambientales y sociales que conlleva su explotación comercial. Para el desarrollo de esta nueva industria, se requerirá ampliar la infraestructura de transporte y de servicios así como fortalecer las capacidades regulatorias y normativas que permitan asegurar niveles sostenidos de desempeño económico, social y ambiental.



## CAPÍTULO V. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE.

### V.1 Indicar las bases de diseño y normas utilizadas para la construcción del ducto, así como los procedimientos de certificación de materiales empleados, los límites de tolerancia a la corrosión, recubrimientos a emplear y bases de diseño y ubicación de válvulas de seccionamiento, venteo y control.

Considerando que las instalaciones para transporte de Gas Natural están regidas por normas, códigos y estándares; la fase de diseño contempla aspectos necesarios para dar seguridad física al sistema para transporte de gas natural conformado por tubería en acero al carbón 8" D.N.

El diseño de la red de tuberías e instrumentación se encuentra de acuerdo a lo especificado en el código **ASME B 31.8** - Edición 2007 "Sistemas de Transmisión y Distribución de Gas por Tuberías", el cual es un estándar internacional establecido por la industria de los Estados Unidos de América (EUA).

Aunado a lo anterior el sistema para transporte de Gas Natural está diseñado y será construido con estricto apego a la **NOM-007-SECRE-2010** "Transporte de Gas Natural", principal regulación aplicada en el desarrollo de una red de transporte de hidrocarburos. Cabe mencionar, que para dar cumplimiento a dicha norma, la empresa promotora del proyecto Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., deberá ser auditada por una Unidad de Verificación en materia de Gas Natural, misma que evaluará las condiciones de operación de la red de transporte y estaciones de regulación, para dar cumplimiento a las normas establecidas por la Comisión Reguladora de Energía.

El diseño bajo el cual será constituido el sistema para transporte de Gas Natural; así como las estaciones de regulación y medición de la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., involucra los siguientes aspectos:

#### 1. 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.

#### 2. Cargas dinámicas que afectan a la red.

Se consideran a aquellos cruces especiales por donde pasará el Gasoducto principal, tales como: cruces carreteros y caminos rurales, los cuales no se verán afectados ni tampoco representarán un riesgo para la integridad física del gasoducto.

#### 3. 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.

#### 4. Corrosión.

La tubería que brindará la alimentación de Gas Natural a las Estaciones de Regulación y Medición ubicadas en las instalaciones de los socios, estarán cumpliendo con los requisitos de seguridad y operación establecidos en la **NOM-007-SECRE-2010** Apéndice 1, "Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas".

#### 5. 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 en los ductos de la red de transporte.



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.

Así mismo, los materiales utilizados en este proyecto, cumplen con las siguientes especificaciones:

- Tubería de transporte y la utilizada dentro de las estaciones: **API 5L ó ASTM A53**,
- Válvulas de bloqueo y de operación: **API 6D** y partes 192 y 193 del **DOT 49**,
- Bridas y conexiones: **ASME B16.6 y B16.9**,

La tubería metálica de la red y en las estaciones de regulación cumplen con los requisitos de la **NOM-007-SECRE-2010**, así mismo concuerda con los estándares **ASME-B 31.8 2007** y **DOT 49 CFR** en su parte 192.

Las instalaciones como casetas de regulación y medición del sistema para transporte de gas natural estarán debidamente resguardadas de agentes externos, mediante bardas perimetrales y/o cercas metálicas con acceso restringido, permitiendo la entrada sólo al personal de la empresa.

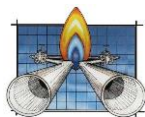
**V.2 Señalar la infraestructura requerida para la operación del ducto, tales como bombas, trampas, estaciones de regulación o compresión, venteos, etc. (Indicar en forma de lista en el caso de ampliaciones, la infraestructura actual y proyectada).**

La infraestructura requerida para la instalación del sistema para transporte de gas natural de la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., se indica a continuación:

**Tabla V.2.1** Componentes principales del Sistema para Transporte

Componente	Coordenadas de ubicación		Intensiones de diseño
	Latitud Norte	Longitud Oeste	
Estación de Medición	22° 27' 53,16"	97° 59' 11,61"	Medición del gas natural proveniente del proveedor
Tubería de 8" D.N.	--	--	Transporte de Gas Natural
ERM Dynasol	22° 26' 51,64"	97° 58' 15,24"	Recepción, filtración, regulación, medición y entrega de Gas Natural a la empresa Dynasol.

A continuación se indican las especificaciones técnicas y cálculo de los diámetros de las tuberías que conforman el sistema para transporte de gas natural.



## V.2.1 Especificaciones Técnicas y Cálculos del Sistema para Transporte de Gas Natural.

### Cálculo para la tubería de 8" de diámetro nominal de acero al carbón

El espesor mínimo de pared del tubo se calcula de acuerdo a la NOM-007-SECRE-2010. Transporte de Gas Natural, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$t = \frac{PD}{2SFET}$$

Dónde:

- t = espesor mínimo de la tubería
- P = presión manométrica de diseño
- D = diámetro exterior de la tubería
- S = resistencia mínima a la cedencia
- F = factor de diseño por densidad de población
- E = eficiencia de la junta longitudinal de la tubería
- T = factor de corrección por temperatura del gas.
- T=1 si la temperatura del gas es igual o menor a 400° K

Obtenemos el valor de la resistencia mecánica mínima de la tubería.  
S = 42 000 psi = 289 580,77 kPa

Utilizando la presión de diseño, que es de 35,15 kg/cm<sup>2</sup> (500 psi).

Pipe Data...	
Diameter:	8.625 Inches
Wall Thickness:	0.128 Inches
SMYS:	42000 Psi
Pressure:	500 Psi

Design Factors...			
Class Location:	Class 4	Value...	
Location Exceptions:	Pipelines, mains, and service lines		0.40
Longitudinal Joint:	API 5L - Seamless		1.00
Operating Temperature:	250 F (121 C) or less		1.000

Calculate

Get Save Print Close

De acuerdo al cálculo anterior se requiere que la tubería de 8" de diámetro tenga un espesor mínimo de 0,128".

Al espesor calculado se adiciona 10% por corrosión y 15% por fallas en la construcción dando un total de espesor requerido de 0,162".

El espesor de la tubería reportado de acuerdo al tipo de cedula en base al extracto de las normas ANSI B36.10 y B36.19 condensado en el Apéndice B del manual técnico CRANE "Flow of fluid"



Se utilizará tubería sin costura API 5L Grado B de 8" de diámetro nominal que tiene un espesor de 0.219" sobrepasando el espesor mínimo requerido.

## V.2.2 Memoria Técnico Descriptiva y Memoria de la Estación de Regulación y Medición (ERM) Dynasol.

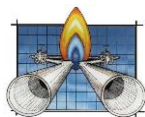
### Descripción de la Estación de Regulación y Medición.

La siguiente descripción es de la Estación de Regulación y Medición "DYNASOL", para el abastecimiento de gas natural a sus instalaciones por parte de **GAS NATURAL DEL NOROESTE S.A. DE C.V.**

Se inicia con una junta aislante dieléctrica de 8" de Ø para acoplarse entre bridas tipo RF en ANSI 300 luego de una brida de cuello soldable de acero al carbón de 8" de Ø tipo RF en ANSI 300, continuando con una reducción soldable de acero al carbón de 8" X 6" de Ø en cedula 40 seguida por un codo de acero al carbón de 90° X 6" de Ø en cedula 40 al cual le sigue una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, continuándole, una válvula de bola de paso completo de 6" de Ø bridada tipo RF en ANSI 300 con cuerpo de tres piezas guiada, lubricable y accionada por palanca, aguas abajo de la válvula anterior se encuentra una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, la cual se suelda a uno de los extremos rectos laterales de una tee soldable de acero al carbón de 6" X 6" X 6" de Ø en cedula 40, a la cual llamaremos **TEE 1**, misma que por la cual en su extremo centro se deriva el **Tren de Filtración No. 2**, el cual se describirá más adelante.

Por el extremo recto lateral restante de la **TEE 1** se encuentra el **Tren de Filtración No. 1**, que está conformado como se describe a continuación; Inmediato al extremo recto lateral restante de la **TEE 1** se tiene una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, seguida por una válvula de bola de paso completo de 6" de Ø bridada RF en ANSI 300 con cuerpo de tres piezas guiada, lubricable y accionada por palanca, aguas abajo de la válvula anterior se coloca un filtro coalescedor con entrada y salida de 6" de Ø bridado tipo RF en ANSI 300, seguida por una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, posteriormente se coloca un codo soldable de acero al carbón de 90° X 6" de Ø en cedula 40 seguido por la instalación de un pequeño carrete de tubería en posición vertical de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40 hasta llegar a otro codo soldable de acero al carbón de 90° X 6" de Ø en cedula 40, al cual le continua una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300 seguida inmediatamente por una válvula de bola de paso completo de 6" de Ø bridada RF en ANSI 300 con cuerpo de tres piezas guiada, lubricable y accionada por palanca, continuando con una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300 la cual se suelda a uno de los extremos rectos laterales de una tee de acero al carbón de 6" X 6" X 6" de Ø en cedula 40 a la cual llamaremos **TEE 2**, en la cual por su extremo recto lateral restante se deriva el Tren de Medición, y por el extremo centro se encuentra un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40, en el cual se localiza un inserto de 1/2" de Ø para la instalación de un manómetro, aguas abajo del carrete se llega al extremo centro de una tee soldable de acero al carbón de 6" X 6" X 6" de Ø en cedula 40 la cual denominaremos **TEE 4**, y que por uno de sus extremos rectos laterales se deriva el bypass del Tren de Medición N°1, el cual será descrito posteriormente.

Regresando al extremo centro de la **TEE 1**, se instala un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40, en el cual se localiza un inserto de 1/2" de Ø para poder instalar un manómetro para monitorear la presión de entrada antes de los filtros coalescentes, aguas abajo del carrete se tiene una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40, seguida de otra brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40, seguida de un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40, en el cual se localiza un inserto de 1/2" de Ø para poder instalar un manómetro para monitorear la presión de entrada antes de los filtros coalescentes, continua hasta llegar



a uno de los extremos rectos laterales de una tee de acero al carbón de 6" X 6" X 6" de Ø en cedula 40 a la cual llamaremos **TEE 3**, y en la cual por su extremo recto lateral restante se encuentra un tapón soldable de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40, y por su extremo centro se deriva el **Tren de Filtración No. 2**, el cual comienza con la instalación de una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300 seguida por una válvula de bola de paso completo de 6" de Ø bridada RF en ANSI 300 con cuerpo de tres piezas guiada, lubricable y accionada por palanca, aguas abajo de la válvula anterior se coloca un filtro coalescedor con entrada y salida de 6" de Ø bridado tipo RF en ANSI 300, seguido por una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, posteriormente se coloca un codo soldable de acero al carbón de 90° X 4" de Ø en cedula 40 seguido por la instalación de un pequeño carrete de tubería en posición vertical de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40 hasta llegar a otro codo soldable de acero al carbón de 90° X 6" de Ø en cedula 40, al cual le continua una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300 seguida inmediatamente por una válvula de bola de paso completo de 6" de Ø bridada RF en ANSI 300 con cuerpo de tres piezas guiada, lubricable y accionada por palanca, continuando con una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300 la cual se suelda a uno de los extremos rectos laterales de una tee de acero al carbón de 6" X 6" X 6" de Ø en cedula 40 a la cual llamaremos **TEE 5**, que por su extremo medio tenemos un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40, en el cual se localiza un inserto de ½" de Ø para poder instalar un manómetro para monitorear la presión de salida después de los filtros coalescentes, seguida de una tee la cual llamaremos **TEE 6**, que siguiendo su extremo recto tenemos un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40, en el cual se localizan dos insertos de 1" de Ø para poder instalar un cromatógrafo, continuando con una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, seguida de otra brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, continuando con un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40, en el cual se localizan dos insertos de 1" de Ø para poder instalar un cromatógrafo, y regresando a la **TEE 4**.

Regresando al extremo recto lateral restante de la **TEE 2**, tenemos una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300 seguida inmediatamente por una válvula de bola de paso completo de 6" de Ø bridada RF en ANSI 600 con cuerpo de tres piezas guiada, lubricable, accionada por palanca continuándole con una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, unida a un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40, después de este carrete de tubería se instala una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, la cual está unida a una válvula de seguridad de 6" de Ø en ANSI 300 bridada tipo RF, seguida por otra brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300 a la cual se le une un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40, posteriormente se encuentra una brida de cuello soldable de acero al carbón de 4" de Ø tipo RF en ANSI 600, la cual estará unida a una válvula de bola de paso completo de 6" de Ø bridada RF en ANSI 300 con cuerpo de tres piezas guiada, lubricable, accionada por palanca, que a su vez se une con una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, que estará soldada por uno de sus extremos rectos laterales de una tee de acero al carbón de 6" X 6" X 6" de Ø en cedula 40 a la cual llamaremos **TEE 7** en la cual por su extremo lateral restante se deriva el Tren de Medición N°1, y por el extremo centro se encuentra un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40, en el cual se localiza un inserto de ½" de Ø para la instalación de un manómetro, aguas abajo del carrete se llega al extremo centro de una tee de acero al carbón de 6" X 6" X 6" de Ø en cedula 40 la cual denominaremos **TEE 8**, y que por uno de sus extremos rectos laterales se deriva el bypass del Tren de Medición N°1, el cual será descrito posteriormente.

Regresando al extremo medio de la **TEE 4**, se deriva el by pass del tren de medición N°1 que comienza aguas abajo con una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, a la cual le continua una válvula de bola de paso completo de 6" de Ø bridada RF en ANSI 300 con cuerpo



de tres piezas guiada, lubricable, accionada por palanca, misma que está unida a una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, unida a un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40, la que se suelda al extremo lateral restante de la **TEE 8** antes mencionada.

Regresando al extremo recto lateral restante de la **TEE 7** rumbo a la salida, inmediatamente después comienza el **Tren de Medición**, el cual inicia con la instalación de una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300 seguida inmediatamente por una válvula de bola de paso completo de 6" de Ø bridada RF en ANSI 300 con cuerpo de tres piezas guiada, lubricable, accionada por palanca continuándole con una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, unida a un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40, hasta llegar a una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, inmediatamente después de esta brida se encuentra el Medidor Turbina G-650 de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, aguas abajo del Medidor se encuentra una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, continúa con un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40 con insertos de  $\frac{1}{2}$  y  $\frac{3}{4}$ , para la instalación de una manómetro para monitoreo de la presión y un termopozo, respectivamente, aguas abajo del tubo de medición se encuentra una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, seguida por una válvula de bola de 6" de Ø bridada RF en ANSI 300 con cuerpo de tres piezas guiada, lubricable, accionada por palanca, continuándole una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300 la cual se suelda a uno de los extremos rectos laterales de una tee de acero al carbón de 6" X 6" X 6" de Ø en cedula 40 a la cual llamaremos **TEE 10**, que por su extremo recto restante rumbo a la salida se localiza una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300.

Regresando a la **TEE 8** por su extremo recto se deriva el by pass del tren de medición N°1, el cual comienza con una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300 seguida inmediatamente por una válvula de bola de paso completo de 6" de Ø bridada RF en ANSI 300 con cuerpo de tres piezas guiada, lubricable, accionada por palanca continuándole con una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, unida a un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40, hasta llegar a una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, seguida de una brida ciega de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, misma que podrá ser removida para usar el carrete ( bypass) en caso de ser necesario, seguida de esta se deja un espacio igual a la del medidor, seguimos con otra brida ciega de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, aguas abajo del tren del by pass de medición se encuentra una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, continúa con un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40 con insertos de  $\frac{1}{2}$  y  $\frac{3}{4}$ , para la instalación de una manómetro para monitoreo de la presión y un termopozo, respectivamente, aguas abajo se encuentra una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, seguida por una válvula de bola de 6" de Ø bridada RF en ANSI 300 con cuerpo de tres piezas guiada, lubricable, accionada por palanca, continuándole una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300 la cual se suelda a uno de los extremos rectos laterales de una tee de acero al carbón de 6" X 6" X 6" de Ø en cedula 40 a la cual llamaremos **TEE 9**, y en la cual por su extremo recto lateral restante se encuentra un tapón soldable de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40, y por su extremo centro y hacia la salida le continua un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40, uniéndose nuevamente con la **TEE 10**.

Regresando aguas abajo del extremo recto lateral restante de la **TEE 5** se deriva el **tren de regulación N° 1** empezando con una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300 seguida por una válvula de bola de 6" de Ø bridada RF en ANSI 300 con cuerpo de tres piezas guiada, lubricable accionada por palanca, continuando con la instalación de una brida de cuello soldable de



acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, seguida de una reducción soldable de acero al carbón de 6" X 2" de Ø en cedula 40, la cual se suelda a una brida de cuello soldable de acero al carbón de 2" de Ø tipo RF en ANSI 300, para así continuar con la instalación del primer regulador de presión Marca Mooney modelo FG-30 de 2" de Ø bridado tipo RF en ANSI 300 con piloto sencillo, seguido de una brida de cuello soldable de acero al carbón de 2" de Ø tipo RF en ANSI 600, inmediatamente después le sigue una reducción soldable de acero al carbón de 6" X 2" de Ø en cedula 40, posteriormente le sigue un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40, el cual cuenta con dos insertos de 1/2" de Ø para la señal del piloto y para la colocación de un manómetro testigo, y un inserto más de 1/2" de Ø para la colocación de una válvula de aguja para desfogue, al que le sigue otra reducción soldable de acero al carbón de 6" X 2" de Ø en cedula 80, la cual se suelda a una brida de cuello soldable de acero al carbón de 2" de Ø tipo RF en ANSI 300, inmediatamente después se coloca un segundo regulador de presión Marca Mooney modelo FG-30 de 2" de Ø bridado tipo RF en ANSI 300 con piloto sencillo, seguido de una brida de cuello soldable de acero al carbón de 2" de Ø tipo RF en ANSI 300, inmediatamente después le sigue una reducción soldable de acero al carbón de 6" X 2" de Ø en cedula 40, continuando con otra reducción soldable de acero al carbón de 6" X 8" de Ø en cedula 40, posteriormente le sigue un carrete de tubería de acero al carbón de 8" de Ø en cedula 40, el cual cuenta con cinco insertos de 1/2" de Ø tres para la señal de los pilotos otro la colocación de un manómetro testigo, y un inserto más de 1/2" de Ø para la colocación de una válvula de aguja para desfogue, le sigue una brida de cuello soldable de acero al carbón de 8" de Ø tipo RF en ANSI 300, seguida de una válvula de bola de paso completo de 8" de Ø bridada RF en ANSI 150 con cuerpo de tres piezas guiada, lubricable, accionada por sistema de engranes y con volante, seguida de una brida de cuello soldable de acero al carbón de 8" de Ø tipo RF en ANSI 150, a esta brida se le suelda una tee de acero al carbón de 8" X 8" X 8" de Ø en cedula 40 por uno de sus extremos rectos laterales, a la cual llamaremos **TEE 12**, que es donde termina el **Tren de Regulación No.1**, y en la que por su extremo centro se conecta con el **Tren del by pass de Regulación No.1**, mismo que será descrito a continuación.

Por el extremo centro de la **TEE 6**, se encuentra en **Tren del by pass de Regulación No. 1**, el cual inicia con un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40, seguida de una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, seguida por una válvula de bola de paso completo de 6" de Ø en ANSI 300 con cuerpo de tres piezas guiada, lubricable accionada por palanca, continuando una válvula de globo de 6" de Ø bridada RF en ANSI 300, la cual está unida a una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, seguida de una reducción soldable de acero al carbón de 8" X 6" de Ø en cedula 40, posteriormente le sigue un carrete de tubería de acero al carbón de 8" de Ø en cedula 40, el cual cuenta con dos insertos de 1/2" de Ø para la colocación de un manómetro testigo, y un inserto más de 1/2" de Ø para la colocación de una válvula de aguja para desfogue, en seguida se coloca una tee de acero al carbón de 8" X 8" X 8" de Ø en cedula 40, a la que llamaremos **TEE 11**, que por su extremo centro le sigue un carrete de tubería de acero al carbón de 8" de Ø en cedula 40, uniéndose nuevamente con la **TEE 12**, que por su extremo lateral y hacia la salida tenemos el **Tren de Medicion N°2**, empezando con una brida de cuello soldable de acero al carbón de 8" de Ø tipo RF en ANSI 150, enseguida se coloca una válvula de bola de paso completo de 8" de Ø en ANSI 300 con cuerpo de tres piezas guiada, lubricable, accionada por palanca, aguas abajo de la válvula se coloca otra brida de cuello soldable de acero al carbón de 8" de Ø tipo RF en ANSI 150, seguida de un carrete de tubería de acero al carbón de 8" de Ø en cedula 40, seguida de una brida de cuello soldable de acero al carbón de 8" de Ø tipo RF en ANSI 150, inmediatamente después de esta brida se encuentra el Medidor Turbina G-1000 de 8" de Ø tipo RF en ANSI 150, aguas abajo del Medidor se encuentra una brida de cuello soldable de acero al carbón de 8" de Ø tipo RF en ANSI 150, continúa con un carrete de tubería de acero al carbón de 8" de Ø en cedula 40 con insertos de 1/2" y 3/4", para la instalación de una manómetro para monitoreo de la presión y un termopozo, respectivamente, aguas abajo del tubo de medición se encuentra una brida de cuello soldable de acero al carbón de 8" de Ø tipo RF en ANSI 150, seguida por una válvula de bola de 8" de Ø bridada RF en



ANSI 150 con cuerpo de tres piezas guiada, lubricable, accionada por palanca, continuándole una brida de cuello soldable de acero al carbón de 8" de Ø tipo RF en ANSI 150 la cual se suelda a uno de los extremos rectos laterales de una tee de acero al carbón de 8" X 8" X 8" de Ø en cedula 40 a la cual llamaremos **TEE 15**, que por su extremo recto restante rumbo a la salida se localiza una brida de cuello soldable de acero al carbón de 8" de Ø tipo RF en ANSI 150.

Regresando a la **TEE 11** tenemos el **by pass del Tren de Medicion N°2**, empieza con una brida de cuello soldable de acero al carbón de 8" de Ø tipo RF en ANSI 150, seguida por una válvula de bola de 8" de Ø bridada RF en ANSI 150 con cuerpo de tres piezas guiada, lubricable, accionada por palanca, aguas abajo de la válvula se coloca una brida de cuello soldable de acero al carbón de 8" de Ø tipo RF en ANSI 150, seguida de un carrete de tubería de acero al carbón de 8" de Ø en cedula 40, , hasta llegar a una brida de cuello soldable de acero al carbón de 8" de Ø tipo RF en ANSI 150, seguida de una brida ciega de acero al carbón de 8" de Ø tipo RF en ANSI 150, misma que podrá ser removida para usar el carrete ( bypass) en caso de ser necesario, seguida de esta se deja un espacio igual a la del medidor, seguimos con otra brida ciega de acero al carbón de 8" de Ø tipo RF en ANSI 150, aguas abajo del tren del by pass de medición se encuentra una brida de cuello soldable de acero al carbón de 8" de Ø tipo RF en ANSI 150, continúa con un carrete de tubería de acero al carbón de 8" de Ø en cedula 40 con insertos de  $\frac{1}{2}$  y  $\frac{3}{4}$ , para la instalación de una manómetro para monitoreo de la presión y un termopozo, respectivamente, aguas abajo se encuentra una brida de cuello soldable de acero al carbón de 8" de Ø tipo RF en ANSI 150, seguida por una válvula de bola de 8" de Ø bridada RF en ANSI 150 con cuerpo de tres piezas guiada, lubricable, accionada por palanca, continuándole una brida de cuello soldable de acero al carbón de 8" de Ø tipo RF en ANSI 150 la cual se suelda a uno de los extremos rectos laterales de una tee de acero al carbón de 8" X 8" X 8" de Ø en cedula 40 a la cual llamaremos **TEE 13**, y en la cual por su extremo recto lateral restante se encuentra un tapón soldable de acero al carbón de 8" de Ø en cedula 40, y por su extremo centro y hacia la salida le continua un carrete de tubería de acero al carbón de 8" de Ø en cedula 40, uniéndose con una tee de acero al carbón de 8" X 8" X 8" de Ø en cedula 40 a la cual llamaremos **TEE 14**, que por su extremo centro y hacia arriba se deriva el tren de alivio el cual comienza con una reducción soldable de acero al carbón de 4" X 8" de Ø en cedula 40, continuándole una brida de cuello soldable de acero al carbón de 4" de Ø tipo RF en ANSI 150, posteriormente le sigue un carrete de tubería de acero al carbón de 4" de Ø en cedula 40, el cual cuenta con un inserto de  $\frac{1}{2}$ " de Ø para la señal del piloto de la válvula de alivio, continuando con una brida de cuello soldable de acero al carbón de 4" de Ø tipo RF en ANSI 150, enseguida tenemos la válvula de seguridad Mooney FG-39 de acero al carbón de 4" de Ø tipo RF en ANSI 150, continuando con una brida de cuello soldable de acero al carbón de 4" de Ø tipo RF en ANSI 150, le sigue un carrete de tubería de acero al carbón de 4" de Ø en cedula 40, seguido de un codo soldable de acero al carbón de 45° X 4" de Ø cedula 40, a este se le suelda en posición vertical y con dirección hacia arriba, un carrete de tubería de acero al carbón de 4" de Ø en cedula 40, para completar la línea de desfogue de la válvula de seguridad citada.

Regresando al extremo recto lateral restante de la **TEE 14** y con dirección a la salida, se suelda un carrete de tubería de acero al carbón de 8" de Ø en cedula 40, y uniéndose a la **TEE 15** antes mencionada para completar la estación hacia la salida.



### V.2.3 Memoria de cálculo de la ERM Dynasol – Iberdrola

El concepto para el diseño de la estación de regulación y medición incluye filtración común para dos áreas de servicio. Por un lado un tren que abastecerá el área de cogeneración de energía eléctrica y por otro lado un tren de regulación medición que abastecerá al área de Calderas.

Dicho lo anterior, a continuación se presentan las bases de Diseño para la elaboración de la presente Memoria de Cálculo:

Máxima presión de entrada a la estación: 256.02 psig (18.00 kg/cm<sup>2</sup>)  
Mínima presión de entrada a la estación: 253.17 psig (17.80 kg/cm<sup>2</sup>)

Tren de abastecimiento para la Cogeneración:

Máxima presión de salida: 256.02 psig (18.00 kg/cm<sup>2</sup>)  
Mínima presión de salida: 238.20 psig (16.75 kg/cm<sup>2</sup>)

Tren de abastecimiento para la Calderas:

Máxima presión de salida: 56.89 psig (4.00 kg/cm<sup>2</sup>)  
Mínima presión de salida: 49.78 psig (3.50 kg/cm<sup>2</sup>)

Los Consumos mínimo y máximo, proyectados a lo largo de la vida útil del proyecto se presentan en la Tabla siguiente:

ÁREA	CONSUMOS	SCMD	MMSCFD	SCMH	SCFH
COGENERACIÓN ELÉCTRICA	Máximo	331,440	11.70	13,810.00	487,695.55
	Mínimo	91,234.32	3.22	3,801.43	134,246.23
CALDERAS	Máximo	123,648.96	4.37	5,152.04	181,942.58
	Mínimo	53,538.72	1.89	2,230.78	78,779.25

Dado que no van a consumir ambas áreas al mismo tiempo el flujo máximo de entrada a la ERM será de 13,810.00 SCMH.

Considerando la información citada líneas arriba, se elaboró la Memoria de Cálculo que a continuación se describe.



➤ TREN DE FILTRACIÓN COMÚN

a) Cálculos de diámetros y velocidades para las condiciones de operación de 20.76 MMSCFD y 253.17 psig de presión mínima a la entrada.

A continuación se procede a realizar el cálculo para las condiciones críticas de máximo flujo de 11.70 MMSCFD, mínima presión de entrada de 253.17 psig (17.80 kg/cm<sup>2</sup>), y a una presión mínima a la salida de 238.95 psig (16.80 kg/cm<sup>2</sup>).

CONDICIONES DE OPERACIÓN.

$$P_{in\ min} = 17.46\ Bar \quad 17.80\ Kg/cm^2 \quad 253.17\ Psig \quad 1746.2\ kpa \quad F.S.= 1$$

$$P_{out\ min} = 16.47\ Bar \quad 16.80\ Kg/cm^2 \quad 238.95\ Psig \quad 1648.1\ kpa \quad F.S.= 1$$

$$Q_{max} = 13,810.00\ SCMH = 11.70\ MMSCFD$$

$$P_{atm} = 14.69\ Psia \quad Elevación\ (m.s.n.m.): \quad 29$$

DIAMETROS Y VELOCIDADES.

Utilizando la Ecuación de Continuidad de la Mecánica de Fluidos obtenemos las velocidades de entrada y salida en la Estación de Regulación y Medición.

$$Q = v * A$$

Donde:

- Q → Flujo
- v → velocidad
- A → Área

Ubicación del Medidor:

BAJA PRESIÓN ▼

F.S. → Factor de supercompresibilidad

Línea de Filtración y Regulación

ENTRADA

$$Q_{actin} = Q_{smax} \left( \frac{P_b \cdot (2911^{\circ}K)}{(P_{inmin} + P_{atm})(2931^{\circ}K)} \right) \times \left( \frac{1}{F.S.} \right)$$

$$Q_{act\ in} = 728.3\ ACMH$$

$$D_{in} \geq \left( \sqrt{\frac{Q_{actin}}{0.785 \cdot v(m/s) \cdot 3,600}} \right) \left( \frac{1(in)}{0.0254} \right)$$

$$Para\ v \leq 20\ m/s$$

Diámetro de entrada requerido:

$$D_{in} \geq 4.5\ pulg.\ \emptyset$$

Diámetro Seleccionado DN de entrada

$$DN_{in} = 6" \quad \emptyset\ Cedula\ CED\ 40$$

$$D_{int\ in} = 6.065$$

$$v_{in} = \left[ \frac{(Q_{act})_{in}}{2,827.44 \cdot (DN_{in})^2} \right] \left( \frac{1}{0.0254} \right)^2$$

$$v_{in} = 10.85\ m/s \quad 35.61\ ft/s$$

SALIDA

$$Q_{actout} = Q_{smax} \left( \frac{P_b \cdot (2911^{\circ}K)}{(P_{outmin} + P_{atm})(2931^{\circ}K)} \right) \times \left( \frac{1}{F.S.} \right)$$

$$Q_{act\ out} = 769.1\ ACMH$$

$$D_{out} \geq \left( \sqrt{\frac{Q_{actout}}{0.785 \cdot v(m/s) \cdot 3,600}} \right) \left( \frac{1(in)}{0.0254} \right)$$

$$Para\ v \leq 20\ m/s$$

Diámetro salida requerido:

$$D_{out} \geq 4.6\ pulg.\ \emptyset$$

Diámetro Seleccionado DN de salida

$$DN_{out} = 6" \quad \emptyset\ Cedula\ CED\ 40$$

$$D_{int\ out} = 6.065$$

$$v_{out} = \left[ \frac{(Q_{act})_{out}}{2,827.44 \cdot (DN_{out})^2} \right] \left( \frac{1}{0.0254} \right)^2$$

$$v_{out} = 11.46\ m/s \quad 37.607\ ft/s$$



Con lo anterior se demuestra que los diámetros de 6" de Ø en la tubería de entrada y de 6" de Ø en la tubería de salida de la etapa de filtración en la ERM, son correctos para las condiciones de operación antes mencionadas. Ya que tanto en la entrada como a la salida las velocidades de flujo de gas natural está por debajo de 20 m/s (65.62 ft/seg).

➤ TREN DE ABASTECIMIENTO AL ÁREA DE COGENERACIÓN

b) Cálculos de diámetros y velocidades para las condiciones de operación de 11.70 MMSCFD de flujo al área de cogeneración, 253.17 psig de presión mínima a la entrada y una presión mínima a la salida de 238.20.

A continuación se procede a realizar el cálculo para las condiciones críticas de máximo flujo y mínima presión de entrada, y a una presión de salida mínima a la salida de 238.20 psi.

CONDICIONES DE OPERACIÓN.

$P_{in\ min}$	=	17.46 Bar	17.80 Kg/cm <sup>2</sup>	253.17 Psig	1746.2 kpa	F.S.= 1
$P_{out\ min}$	=	16.42 Bar	16.75 Kg/cm <sup>2</sup>	238.20 Psig	1642.9 kpa	F.S.= 1
$Q_{max}$	=	13,810.00 SCMH	=	11.70 MMSCFD		
$P_{atm}$	=	14.69 Psia	Elevación (m.s.n.m.):	29		

DIAMETROS Y VELOCIDADES.

Utilizando la Ecuación de Continuidad de la Mecánica de Fluidos obtenemos las velocidades de entrada y salida en la Estación de Regulación y Medición.

$Q = v * A$

Donde:

- Q → Flujo
- v → velocidad
- A → Área

Ubicación del Medidor:

BAJA PRESIÓN ▼

F.S. → Factor de supercompresibilidad

Línea de Filtración y Regulación

ENTRADA

$$Q_{act\ in} = Q_{s\ max} \left( \frac{P_b \cdot (2911^{\circ}K)}{(P_{in\ min} + P_{atm}) \cdot (2931^{\circ}K)} \right) \times \left( \frac{1}{F.S.} \right)$$

$Q_{act\ in} = 728.3$  ACMH

$$D_{in} \geq \left( \sqrt{\frac{Q_{act\ in}}{0.785 \cdot v(m/s) \cdot 3,600}} \right) \left( \frac{1(in)}{0.0254} \right)$$

Para  $v \leq 20$  m/s

Diámetro de entrada requerido:

$D_{in} \geq 4.5$  pulg. Ø

Diámetro Seleccionado DN de entrada

$DN_{in} = 6"$  Ø Cedula CED 40  
 $D_{int\ in} = 6.065$

$$v_{in} = \left[ \frac{(Q_{act})_{in}}{2,827.44 \cdot (DN_{in})^2} \right] \left( \frac{1}{0.0254} \right)^2$$

$v_{in} = 10.85$  m/s     $35.61$  ft/s

SALIDA

$$Q_{act\ out} = Q_{s\ max} \left( \frac{P_b \cdot (2911^{\circ}K)}{(P_{out\ min} + P_{atm}) \cdot (2931^{\circ}K)} \right) \times \left( \frac{1}{F.S.} \right)$$

$Q_{act\ out} = 771.43$  ACMH

$$D_{out} \geq \left( \sqrt{\frac{Q_{act\ out}}{0.785 \cdot v(m/s) \cdot 3,600}} \right) \left( \frac{1(in)}{0.0254} \right)$$

Para  $v \leq 20$  m/s

Diámetro salida requerido:

$D_{out} \geq 4.6$  pulg. Ø

Diámetro Seleccionado DN de salida

$DN_{out} = 6"$  Ø Cedula CED 40  
 $D_{int} = 6.065$

$$v_{out} = \left[ \frac{(Q_{act})_{out}}{2,827.44 \cdot (DN_{out})^2} \right] \left( \frac{1}{0.0254} \right)^2$$

$v_{out} = 11.50$  m/s     $37.719$  ft/s



Con lo anterior se demuestra que los diámetros de 6" de Ø en la tubería de entrada y de 6" de Ø en el tren de alimentación al área de Cogeneración de la ERM, son correctos para las condiciones de operación antes mencionadas. Ya que tanto en la entrada como a la salida las velocidades de flujo de gas natural está por debajo de 20 m/s (65.62 ft/seg)

**c) Cálculo de la válvula de Corte Automático**

Se instalará una válvula de corte automático previo a la etapa de medición del tren de abastecimiento al área de filtración.

A continuación se procederá a seleccionar las válvulas de corte automático, que se instalarán una para cada tren de regulación con el fin de proteger al sistema por un incremento y por un descenso de presión.

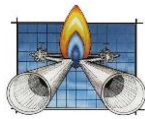
Conforme a las presiones de operación, se seleccionó una válvula de corte automático marca Pietro Fiorentini, modelo SBC 782.

MAIN FEATURES	SBC 782
> Design pressure PS: 18,9 bar (274,5 psi) for class 150	51,7 bar (749,6 psi) for class 300 (up to size 4" only)
	102 bar (1479 psi) for class 600 (up to size 4" only)
> Design temperature: -20 °C to +60 °C (-4 °F to + 140 °F)	
> Ambient temperature: -20 °C to +60 °C (-4 °F to + 140 °F)	
> Range of intervention for overpressure Who: 0,02 to 90 bar ( 8" w.c. to 1305 psi)	
> Range of intervention for underpressure Whu: 0,01 to 88 bar( 4" w.c. to 1276 psi ) (depending on installed pressure controller)	
> Accuracy class AG: up to 1 (depending on setting presure)	
> Available size: class 150 DN 1" - 2" - 2"1/2 - 3" - 4"- 6" - 8" -10"	
	class 300 & 600 DN 1" - 2" - 3" - 4" - 6" - 8" -10"
> Flanging: class ANSI 150 - ANSI 300 - ANSI 600 RF or RTJ according to ANSI16.5 and PN16 according to ISO 7005	

Cuyo Diámetro nominal es de 6" de Ø con bridas tipo RF en ANSI 300, las cuales soportan una presión de entrada máxima de 51.7 bar (749.6 psi).

Slam-shuth pressure switches	SBC 782	
Pressure Switch	Set point range for Overpressure (OPSO)	Set point range for Uderpressure (UPSO)
101M	0.29 to 14.5	0.14 to 3.77
102M	2.9 to 79.77	0.58 to 40.61
103M	29 to 319.08	2.9 to 116.03
104M	108.77 to 652.66	23.2 to 261.06
105M	435.11 to 1,305.33	43.51 to 638.16
102MH	2.9 to 79.77	40.61 to 79.77
103MH	29 to 319.08	116.03 to 275.57
104MH	108.77 to 652.66	261.06 to 594.65
105MH	435.11 to 1,305.33	638.16 to 1,305.33

values in PSIG



Con switch de presión modelo 104M, con rango de 108.77 - 652.66 Psig (7.65 - 45.89 Kg/cm<sup>2</sup>) para corte por alta presión y con rango de 23.2 – 261.06 Psig (1.63 – 18.35 Kg/cm<sup>2</sup>) para corte por baja presión.

Ahora ingresamos los datos de operación en software de fabricante, donde nos verificará, que es correcto el dimensionamiento, de acuerdo a las condiciones de operación que estará sometida la válvula de corte.

**Pietro Fiorentini** SB\_82 Rev. 1.1  
**VERIFICA DN BLOCCO SB/82**  
**SIZING ND SLAM-SHUT SB/82**

**DATI IN INGRESSO**  
*Input data*

1	DN della valvola ND slam-shut	mm	150
2	P1min Pressione di ingresso minima Minimum inlet pressure	Bar (abs)	17.46
3	t Temperatura del gas Gas temperature	°C	18
4	R Densità del gas relativa all'aria std. Specific gravity at standard condition		0.589
5	Q1 max Portata massima richiesta Maximum flow rate required	Stmc/h	13,810.00

DN/ND	
25	
40	
50	
65	
80	
100	
150	
200	
250	

Tipo di gas		R	
Type of gas	Densità relativa	Specific gravity	
Gas naturale	Natural Gas	0.61	
Aria	Air	1.00	
Propano	Propane	1.53	
Butano	Butane	2.00	
Azoto	Nitrogen	0.97	
Ossigeno	Oxygen	1.14	
Anidride carbonica	Carbon dioxide	1.52	

**DATI IN USCITA**  
*Output data*

6	A1 Area otturatore Closing member area	cm2	251.20
7	A2 Area di passaggio Orifice area	cm2	176.63
8	U Velocità alla flangia di ingresso a Q1 max Gas speed on the inlet flange at Q1 max	m/sec	11.77
9	Q2 max Portata massima ammessa Maximum allowable flow rate	Stmc/h	58281.69
10	Dp Perdita di carico a Q1 max Pressure loss at Q1 max	Bar	0.05

**DIMENSIONAMENTO CORRETTO**  
 RIGHT SELECTION



Válvula de Corte automático:

Marca: Pietro Fiorentini

Modelo: SBC 782

Diámetro: 6" de Ø Entrada y Salida. ANSI

Conexiones: Acoplamiento entre bridas (WAFFER) Tipo RF de 6" ANSI 300

Switch de presión: 104M con rango de 108.77 - 652.66 Psig (7.65 - 45.89 Kg/cm<sup>2</sup>) para corte por alta presión y con rango de 23.2 – 261.06 Psig (1.63 – 18.35 Kg/cm<sup>2</sup>) para corte por baja presión.

Calibración: Para corte por alta a 312.91 psig (21.55 Bar) y para corte por baja a 213.35 psig (14.69 Bar)

**d) Cálculo del medidor de flujo.**

Para la adecuada selección del medidor, se manifiesta que dicho elemento se instalará posterior a la válvula de corte automático ya descrita. Por lo que a continuación se procederá a demostrar los cálculos en los diferentes escenarios a los que el medidor seleccionado estará expuesto, los cuales serán al máximo y mínimo flujo, así como a la presión mínima y máxima de entrada.

Las condiciones de operación a las cuales estará expuesto el medidor Turbina serán:

CONDICIONES DE OPERACIÓN	
FLUJO MÁXIMO	13,810.00 SCMH
FLUJO MÍNIMO	3,801.43 SCMH
PRESIÓN MÍNIMA DE MEDICIÓN	237.87 psig
PRESIÓN MÁXIMA DE MEDICIÓN	252.85 psig

Se tiene que calcular el flujo en metros cúbicos por hora reales (ACMH) según las condiciones de trabajo a las cuales operara la estación de regulación y medición.

Por lo que se procederá a hacer uso de la ecuación (B.3) del Apéndice B del reporte AGA N° 7:

$$Q_b = Q_f \left( \frac{P_f}{P_b} \right) \left( \frac{T_b}{T_f} \right) \left( \frac{Z_b}{Z_f} \right) = Q_f \cdot FP \cdot FT \cdot (F_{pv})^2$$

$$Q_{act} = Q_f = Q_b \left( \frac{P_b}{(P_{man} + P_{atm})} \right) \left( \frac{T_f}{T_b} \right) \left( \frac{1}{F_{pv}} \right)^2$$

Calidad del Gas: Con la calidad del gas con la que se cuenta se calculan las propiedades del gas natural y los resultados se muestran a continuación:

Para el cálculo del Factor de Compresibilidad se calcularon las propiedades con el siguiente análisis cromatográfico.

Date/Time	Meter ID	Methane	Nitrogen	CO2	Ethane	Propane	i-Butane
PROMEDIOS	28139	94.320	0.214	0.983	4.193	0.221	0.025
Date/Time	n-Butane	i-Pentane	n-Pentane	n-Hexane	n-Heptane	n-Octane	n-Nonane
PROMEDIOS	0.022	0.007	0.004	0.001	0.004	0.004	0.003



Empleando la calidad del gas natural mostrada líneas arriba, calculamos sus propiedades:

Enter Gas Composition (%)...					
Methane (CH4):	94.3200	Hexane (C6H14):		Carbon Monoxide (CO):	
Ethylene (C2H4):		Heptane (C7H16):	0.0040	Carbon Dioxide (CO2):	0.9830
Ethane (C2H6):	4.1930	Octane (C8H18):	0.0040	Hydro Sulfide (H2S):	
Propane (C3H8):	0.2210	Nonane (C9H20):	0.0030	Helium (He):	
I-Butane (iC4H10):	0.0250	Decane (C10H22):		Hydrogen (H2):	
N-Butane (nC4H10):	0.0220	Air (N2+O2):		Nitrogen (N2):	0.2140
I-Pentane (iC5H12):	0.0070	Water (H2O):		Oxygen (O2):	
N-Pentane (nC5H12):	0.0040	Argon (Ar):		Other:	
				Total %:	100.0000

Heating Value Method: American Gas Association Report No 8 1992 Force Composition To Total 100%

Property Values...					
Heating:	986.136	Btu/cf	Specific Gravity:	0.588	Real
Viscosity:	0.000007	Lbm/ft-sec	Specific Heat Ratio:	1.303	

De lo anterior:

Gravedad Específica: 0.588

De la misma forma se establecen las condiciones base con las propiedades calculadas:

Base Conditions...	
Pressure:	14.2233 Psi (Abs)
Temperature:	20.0 C

Gas Properties...	
Use Gas Properties File:	GASAIMi-NOV15.prp
Specific Gravity:	0.588
Viscosity:	0.000007 Lbm/ft-sec
Specific Heat Ratio:	1.303
Heating Value:	986 Btu/cf

Considerando de la misma forma las condiciones base de  $P= 14.2233 \text{ psig}$  y  $T=20^{\circ}\text{C}$  y las propiedades calculadas se estimará el factor de supercompresibilidad  $F_{pv}$



I) Presión mínima de medición de 16.72 Kg/cm<sup>2</sup> (237.87 psig).

Parameter	Value	Unit
Calculation Method	American Gas Association Report No 8 1992 - Detailed	
Average Pressure	237.87	Psi
Elevation	29	m
Average Temp	18.0	C
Compressibility Factor At Base Conditions	0.997942	( Zbase )
Compressibility Factor At Specified Conditions	0.963571	( Zf )
Supercompressibility Factor	1.017679	( Zbase/Zf ) <sup>0.5</sup>
Density At Base Conditions	0.04315806	Lbm/cf
Density At Specified Conditions	0.794	Lbm/cf

Factor de Supercompresibilidad ( $F_{pv}$ )=1.017679 @  $T = 18^{\circ}\text{C} = 291.15^{\circ}\text{K}$

II) Presión máxima de medición de 17.78 Kg/cm<sup>2</sup> (252.85 psig).

Parameter	Value	Unit
Calculation Method	American Gas Association Report No 8 1992 - Detailed	
Average Pressure	252.85	Psi
Elevation	29	m
Average Temp	18.0	C
Compressibility Factor At Base Conditions	0.997942	( Zbase )
Compressibility Factor At Specified Conditions	0.961423	( Zf )
Supercompressibility Factor	1.018815	( Zbase/Zf ) <sup>0.5</sup>
Density At Base Conditions	0.04315806	Lbm/cf
Density At Specified Conditions	0.843	Lbm/cf

Factor de Supercompresibilidad ( $F_{pv}$ )=1.018815 @  $T = 18^{\circ}\text{C} = 291.15^{\circ}\text{K}$



### A. PRIMER ESCENARIO CRÍTICO:

Condición crítica de máximo flujo a la mínima presión de medición, considerando una Temperatura promedio de 18°C y una presión atmosférica de la zona de 14.69 Psia @ 29 msnm.

$$Q_{max} = 13,810.00 \text{ SCMh}$$

$$P_{min} = 237.87 \text{ psig}$$

Obteniendo el dato de  $F_{pv} = 1.017679$

$$Q_{act} = Q_f = Q_b \left( \frac{P_b}{(P_{man} + P_{atm})} \right) \left( \frac{T_f}{T_b} \right) \left( \frac{1}{(F_{pv})^2} \right)$$

Y sustituyendo en la fórmula:

$$Q_{act} = (13,810.00) \left( \frac{14.2233}{237.87 + 14.69} \right) \left( \frac{291.15}{293.15} \right) \left( \frac{1}{(1.017679)^2} \right)$$

$$Q_{act} = 745.82 \text{ ACMH}$$

### B. SEGUNDO ESCENARIO CRITICO:

Condición crítica de máximo flujo a la máxima presión de medición, considerando una Temperatura promedio de 18 °C y una presión atmosférica de la zona de 14.69 Psia @ 29 msnm.

$$Q_{max} = 13,810.00 \text{ SCMh}$$

$$P_{max} = 252.85 \text{ psig}$$

Obteniendo el dato de  $F_{pv} = 1.018815$

$$Q_{act} = Q_f = Q_b \left( \frac{P_b}{(P_{man} + P_{atm})} \right) \left( \frac{T_f}{T_b} \right) \left( \frac{1}{(F_{pv})^2} \right)$$

Y sustituyendo en la fórmula:

$$Q_{act} = (13,810.00) \left( \frac{14.2233}{252.85 + 14.69} \right) \left( \frac{291.15}{293.15} \right) \left( \frac{1}{(1.018815)^2} \right)$$

$$Q_{act} = 702.49 \text{ ACMH}$$

### C. TERCER ESCENARIO CRITICO:

Condición crítica mínimo flujo a la mínima presión de medición, considerando una Temperatura promedio de 18 °C y una presión atmosférica de la zona de 14.69 Psia @ 29 msnm.

$$Q_{min} = 3,801.43 \text{ SCMh}$$

$$P_{min} = 237.87 \text{ psig}$$

Obteniendo el dato de  $F_{pv} = 1.017679$



$$Q_{act} = Q_f = Q_b \left( \frac{P_b}{(P_{man} + P_{atm})} \right) \left( \frac{T_f}{T_b} \right) \left( \frac{1}{(F_{pv})^2} \right)$$

Y sustituyendo en la fórmula:

$$Q_{act} = (3,801.43) \left( \frac{14.2233}{237.87 + 14.69} \right) \left( \frac{291.15}{293.15} \right) \left( \frac{1}{(1.017679)^2} \right)$$

$$Q_{act} = 205.30 \text{ ACMH}$$

#### D. CUARTO ESCENARIO CRITICO:

Condición crítica de mínimo flujo a la máxima presión de medición, considerando una Temperatura promedio de 18 °C y una presión atmosférica de la zona de 14.69 Psia @ 29 msnm.

$$Q_{min} = 3,801.43 \text{ SCM}$$

$$P_{max} = 252.85 \text{ psig}$$

Obteniendo el dato de  $F_{pv} = 1.018815$

$$Q_{act} = Q_f = Q_b \left( \frac{P_b}{(P_{man} + P_{atm})} \right) \left( \frac{T_f}{T_b} \right) \left( \frac{1}{(F_{pv})^2} \right)$$

Y sustituyendo en la fórmula:

$$Q_{act} = (3,801.43) \left( \frac{14.2233}{252.85 + 14.69} \right) \left( \frac{291.15}{293.15} \right) \left( \frac{1}{(1.018815)^2} \right)$$

$$Q_{act} = 193.37 \text{ ACMH}$$

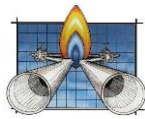
Tomando en cuenta el flujo en condiciones reales ACMH de los diferentes escenarios en condiciones críticas, obtenemos los rangos mínimo y máximo de medición:

$$\text{A) } Q_{max} @ (P_{min \text{ ent}} \text{ y } T=18 \text{ °C}) = 745.82 \text{ ACMH}$$

$$\text{D) } Q_{min} @ (P_{max \text{ ent}} \text{ y } T=18 \text{ °C}) = 193.37 \text{ ACMH}$$

Tenemos que el máximo flujo en la línea de entrada en condiciones reales es:  $Q_{act \text{ in}} = 745.82 \text{ ACMH @ } 237.87 \text{ psig y } T= 18 \text{ °C}$ , y el flujo mínimo:  $Q_{act \text{ in}} = 193.37 \text{ ACMH @ } 252.85 \text{ psig y } T= 18.0 \text{ °C}$ .

Con este valor, podemos determinar el tipo y tamaño del medidor que debemos utilizar para las condiciones que nos arrojan los cálculos mencionados en los puntos anteriores, respectivamente:



**CHARACTERISTICS**

**A) Technical data sheet**

**Rangeability and pulse values**

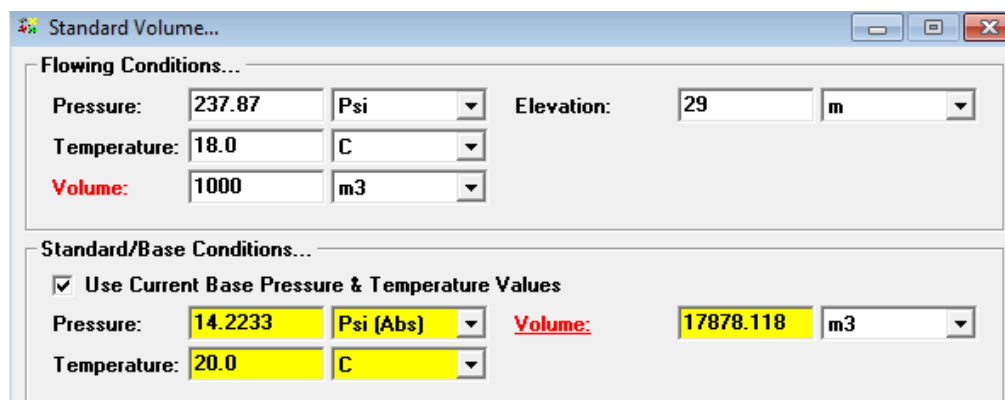
				With correction gears 32/40 (correction 0%)								
G size	DN (mm)	Max Flow (m³/h)	Range-ability	1 Imp LF & Cyble (m³/Imp)	Freq LF Qmax (Hz)	1 Imp MF (dm³/Imp)	Freq MF Qmax (Hz)	1 Imp HF2 (dm³/Imp)	Freq HF2 Qmax (Hz)	1 Imp HF3 (dm³/Imp)	Freq HF3 Qmax (Hz)	RPM Qmax (Rot/min)
G400	150	650	20	1	0.18	23.07692	7.82	0.15385	1174	0.15385	1174	3521
G650		1000	20 or 30		0.28	23.07692	12.04	0.15385	1806	0.15385	1806	5417
G1000		1600	20 or 30		0.44	39.11111	11.36	0.26074	1705	0.26074	1705	5114
G650	200	1000	20	10	0.03	230.7692	1.2	0.37661	738	0.37661	738	2213
G1000		1600	20 or 30		0.04	230.7692	1.93	0.37661	1180	0.37661	1180	3540
G1600		2500	20 or 30		0.07	391.1111	1.78	0.63829	1088	0.63829	1088	3264

Se usará un medidor Tipo **TURBINA** Modelo **G650 DN150 (6"Ø) ANSI 300**, el cual podrá medir un flujo en condiciones reales de presión y temperatura de 50.0 m³/hr hasta 1,000.0 m³/hr. Por lo que a continuación se procederá a demostrar los flujos máximos y mínimos que podrá manejar el medidor seleccionado en los casos siguientes:

- I) Máximo flujo @ mínima presión de medición y Temperatura de 18°C.
- II) Máximo flujo @ máxima presión de medición y Temperatura de 18°C
- III) Mínimo flujo @ mínima presión de medición y Temperatura de 18°C.
- IV) Mínimo flujo @ máxima presión de medición y Temperatura de 18°C.

**Caso I)**

De tal manera que para las condiciones de máximo flujo a la mínima presión de medición y T= 18°C. **1,000.0 ACMH @ 16.72 kg/cm² = 237.87 Psi**, el medidor tendrá un **Q<sub>max</sub>** de:



**Q<sub>Medidor</sub> = 17,878.118 SCMH = 15.15 MMSCFD >> Q<sub>Máximo Requerido</sub> = 13,810.00 SCMH = 11.70 MMSCFD**



### Caso II)

Ahora para las condiciones de máximo flujo a la máxima presión de medición y  $T = 18^{\circ}\text{C}$ .  
 $1,000.0 \text{ ACMH @ } 17.78 \text{ kg/cm}^2 = 252.85 \text{ Psi}$ , el medidor tendrá un  $Q_{max}$  de:

Flowing Conditions...					
Pressure:	252.85	Psi	Elevation:	29	m
Temperature:	18.0	C			
Volume:	1000	m3			

Standard/Base Conditions...					
<input checked="" type="checkbox"/> Use Current Base Pressure & Temperature Values					
Pressure:	14.2233	Psi (Abs)	Volume:	18938.555	m3
Temperature:	20.0	C			

$$Q_{Medidor} = 18,938.555 \text{ SCMH} = 16.05 \text{ MMSCFD} \gg Q_{M\acute{a}ximo \text{ Requerido}} = 13,810.00 \text{ SCMH} = 11.70 \text{ MMSCFD}$$

### Caso III)

Ahora para las condiciones de mínimo flujo a la mínima presión de medición y  $T = 18^{\circ}\text{C}$ .  
 $50.0 \text{ ACMH @ } 16.72 \text{ kg/cm}^2 = 237.87 \text{ Psi}$ , el medidor tendrá un  $Q_{min}$  de:

Flowing Conditions...					
Pressure:	237.87	Psi	Elevation:	29	m
Temperature:	18.0	C			
Volume:	50	m3			

Standard/Base Conditions...					
<input checked="" type="checkbox"/> Use Current Base Pressure & Temperature Values					
Pressure:	14.2233	Psi (Abs)	Volume:	893.906	m3
Temperature:	20.0	C			

$$Q_{Medidor} = 893.906 \text{ SCMH} = 0.76 \text{ MMSCFD} \ll Q_{M\acute{i}nimo \text{ Requerido}} = 3,801.43 \text{ SCMH} = 3.22 \text{ MMSCFD}$$



**Caso IV)**

Ahora para las condiciones de mínimo flujo a la máxima presión de entrada y  $T= 18^{\circ}\text{C}$ .  
**50.0 ACMH @ 18.00 kg/cm<sup>2</sup> = 252.85 Psi**, el medidor tendrá un  $Q_{\text{mín}}$  de:

The screenshot shows a software window titled "Standard Volume...". It is divided into two main sections: "Flowing Conditions..." and "Standard/Base Conditions...".

**Flowing Conditions...**

Pressure:	252.85	Psi	Elevation:	29	m
Temperature:	18.0	C			
Volume:	50	m3			

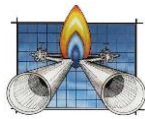
**Standard/Base Conditions...**

Use Current Base Pressure & Temperature Values

Pressure:	14.2233	Psi (Abs)	Volume:	946.928	m3
Temperature:	20.0	C			

$$Q_{\text{Medidor}} = 946.928 \text{ SCMH} = 0.80 \text{ MMSCFD} \ll Q_{\text{Mínimo Requerido}} = 3,801.43 \text{ SCMH} = 3.22 \text{ MMSCFD}$$

Se concluye que el medidor seleccionado cubre el rango de medición requerido por el proyecto objeto del presente estudio.



➤ TREN DE ABASTECIMIENTO AL ÁREA DE CALDERAS

- e) Cálculos de diámetros y velocidades para las condiciones de operación de flujo máximo de 4.37 MMSCFD, 253.17 psig (17.80 kg/cm<sup>2</sup>) de presión mínima a la entrada y una presión mínima a la salida de 49.78 psig (3.5 kg/cm<sup>2</sup>).

A continuación se procede a realizar el cálculo para las condiciones críticas de máximo flujo y mínima presión de entrada, y a una presión de regulación mínima a la salida de 49.78 psi.

CONDICIONES DE OPERACIÓN.

$P_{in\ min}$	=	17.46 Bar	17.80 Kg/cm <sup>2</sup>	253.17 Psig	1746.2 kpa	F.S.= 1
$P_{out\ min}$	=	3.43 Bar	3.50 Kg/cm <sup>2</sup>	49.78 Psig	343.35 kpa	F.S.= 1
$Q_{max}$	=	5,152.04 SCMH	=	4.37 MMSCFD		
$P_{atm}$	=	14.69 Psia	Elevación (m.s.n.m.):	29		

DIAMETROS Y VELOCIDADES.

Utilizando la Ecuación de Continuidad de la Mecánica de Fluidos obtenemos las velocidades de entrada y salida en la Estación de Regulación y Medición.

$$Q = v * A$$

Donde:

- Q → Flujo
- v → velocidad
- A → Área

Ubicación del Medidor:

F.S. → Factor de supercompresibilidad

Línea de Filtración y Regulación

ENTRADA

$$Q_{act\ in} = Q_{s\ max} \left( \frac{P_b \cdot (29115\ K)}{(P_{in\ min} + P_{atm}) \cdot (29315\ K)} \right) \times \left( \frac{1}{F.S.} \right)$$

$$Q_{act\ in} = 271.7\ ACMH$$

$$D_{in} \geq \left( \sqrt{\frac{Q_{act\ in}}{0.785 \cdot v(m/s) \cdot 3,600}} \right) \left( \frac{1(in)}{0.0254} \right)$$

$$\text{Para } v \leq 20\ m/s$$

Diámetro de entrada requerido:

$$D_{in} \geq 2.7\ \text{pulg. } \emptyset$$

Diámetro Seleccionado DN de entrada

$$DN_{in} = 6'' \emptyset \text{ Cedula CED 40}$$

$$D_{int\ in} = 6.065$$

$$v_{in} = \left[ \frac{(Q_{act})_{in}}{2,827.44 \cdot (DN_{in})^2} \right] \left( \frac{1}{0.0254} \right)^2$$

$$v_{in} = 4.05\ m/s \quad 13.28\ ft/s$$

SALIDA

$$Q_{act\ out} = Q_{s\ max} \left( \frac{P_b \cdot (29115\ K)}{(P_{out\ min} + P_{atm}) \cdot (29315\ K)} \right) \times \left( \frac{1}{F.S.} \right)$$

$$Q_{act\ out} = 1128.9\ ACMH$$

$$D_{out} \geq \left( \sqrt{\frac{Q_{act\ out}}{0.785 \cdot v(m/s) \cdot 3,600}} \right) \left( \frac{1(in)}{0.0254} \right)$$

$$\text{Para } v \leq 20\ m/s$$

Diámetro salida requerido:

$$D_{out} \geq 5.6\ \text{pulg. } \emptyset$$

Diámetro Seleccionado DN de salida

$$DN_{out} = 8'' \emptyset \text{ Cedula CED 40}$$

$$D_{int} = 7.976$$

$$v_{out} = \left[ \frac{(Q_{act})_{out}}{2,827.44 \cdot (DN_{out})^2} \right] \left( \frac{1}{0.0254} \right)^2$$

$$v_{out} = 9.73\ m/s \quad 31.916\ ft/s$$



Con lo anterior se demuestra que los diámetros de 6" de Ø en la tubería de entrada y de 8" de Ø en el tren de alimentación al área de Calderas de la ERM, son correctos para las condiciones de operación antes mencionadas. Ya que tanto en la entrada como a la salida las velocidades de flujo de gas natural está por debajo de 20 m/s (65.62 ft/seg)

**f) Tren de Regulación. Dimensionamiento de los reguladores radiales a condiciones críticas.**

Ya comprobada la selección de diámetros a las condiciones antes mencionadas, se procederá a demostrar la capacidad de los reguladores a las mismas condiciones críticas de operación de **253.17 psig de presión mínima de entrada y 49.78 Psig de presión mínima regulada a la salida y con un flujo máximo de 4.37 MMSCFD.**

Para el dimensionamiento de los reguladores radiales (MOONEY), se procederá a emplear la ecuación siguiente

**Universal Gas Sizing Equation.**

$$Q = \sqrt{\frac{520}{GT}} C_g P_1 \sin \left( \frac{3417}{C_1} \sqrt{\frac{\Delta P}{P_1}} \right)$$

Donde:

Q → Velocidad de Flujo, SCFH

$C_g$  → Coeficiente de Viscosidad del Gas

$P_1$  → Presión de Entrada (Psia)

$\Delta P$  → Pérdida de Presión por la Válvula ( $\Delta P = P_1 - P_2$ ) Psig.

$P_2$  → Presión de Salida (Psia)

$C_1$  → Coeficiente de Recuperación de la Válvula  $C_1 = \frac{C_g}{C_v}$

$C_v$  → Coeficiente de viscosidad Líquido

G → Gravedad Específica (0.6 para gas natural)

T → Temperatura del Gas ( ° Ranking ) ( T = 460 + °F )

**Ecuación Simplificada**

El coeficiente de recuperación de la válvula ( $C_1$ ) es aproximadamente igual a 35 para válvula de globo y válvulas de rejillas.

El termino  $\sqrt{\frac{520}{GT}} = 1.29$  para Gas Natural con Gravedad Específica de 0.6 y 60 °F.

El flujo crítico ó Flujo de choque se refiere a la condición de cuando el gas está moviéndose a la velocidad del sonido (1090 pie/seg. ó 332 m/seg.) en la parte de aceleración de la válvula.

Esto ocurre cuando  $\frac{\Delta P}{P_1}$  es igual o mayor a 0.64.



A flujo crítico el término  $\sin\left(\frac{3417}{C_1} \sqrt{\frac{\Delta P}{P_1}}\right)$  es igual a 1 ó a la unidad por lo tanto desaparece de la ecuación.

Así pues,

A una velocidad sónica (flujo crítico) la Universal Gas Sizing Equation para Gas Natural a 60 °F se simplifica a:

$$Q = 1.29 C_g P_1$$

#### Flujo Sub-crítico

$$\text{Mínima Presión de Entrada. } P_1 = 253.17 + 14.69 = 267.86 \text{ Psia}$$

$$\text{Mínima Presión de Salida. } P_2 = 49.78 + 14.69 = 64.47 \text{ Psia}$$

Calculamos tenemos que  $\frac{\Delta P}{P_1} = 0.759$

Como  $\frac{\Delta P}{P_1} > 0.64$  por lo tanto definimos que si tenemos un flujo crítico.

**Por lo tanto usaremos la fórmula simplificada:**

$$Q = 1.29 C_g P_1$$

$$Q = 5152.04 \text{ SCMH} = 181,943 \text{ SCFH}$$

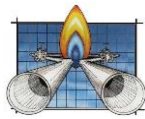
$$181,942.6 \text{ SCFH} = 1.29 C_g (267.86)$$

$$C_g = \frac{181,942.6}{(1.29)(267.9)} = \frac{181,942.6}{345.5}$$

$$C_g = 526.54$$

Si consideramos este valor como al 70% por ser estación Monitor-trabajador y luego al 80% como capacidad nominal de la E. R. M. entonces el  $C_g$  último es igual a:

$$C_g = 940.25$$



Selección de los Reguladores y de la Válvula de Seguridad empleando el software del fabricante:  
Con los datos citados líneas arriba y alimentándolos al programa del fabricante se obtiene que:

Customer/Project: ERM IBERDROLA - DYNASOL Reference No:   
Location: ALTAMIRA, TAMAULIPAS Date: 11/12/2015  
Prepared By:   
Memo Field: Nombre de persona física, Art. 113 fracción I de la LFTAIP y 116 párrafo primero de la LGTAIP.  
Inlet Pressure.....P1: 253.17 psig Calculated Cg = 754.47  
Outlet Pressure....P2: 49.78 psig Capacity Factor = 80%  
Flow Rate.....Q: 5152.04 Sm3/h Recommended Cg/Valve = 943.09  
Fluid: Natural Gas Sg = 0.600 Critical Flow... (dP/P1) 0.76  
Valve Recovery..C1: 35 Temperature..T: 64 F 524 Deg Rankine  
Monitor Station: Y Capacity Factor: 80 %

VALVE	DESCRIPTION	STOCK NO	% CAP	Cg	C1	Cv	Max P1
NONE							
NONE							

Select Valves Relief Valves Save Print Return  
Get View Locate Clear Delete Units

De acuerdo a las presiones de entrada, salida y al flujo de volumen inicial de entrada a la ERM que se han ingresado al Software del fabricante de los reguladores Money nos da un Cg recomendado para la selección del regulador de **Cg = 943.09** con el dato anterior seleccionamos el regulador adecuado para esta estación.

\*\*\* NOTE: 100% Capacity Recommended For Most Applications! \*\*\*

Calculated Cg.....= 754.5 Capacity Factor.....= 80% Valve Selected  
Recommended Cg/Valve= 943.1 Inlet Pressure (P1) = 253 FG-30

DESCRIPTION	STOCK NO	% CAP	Cg	C1	CV	Max P1
2" LSP STEEL 150 CL	EG-29	100	1420	35.0	40.0	285
2" LSP STEEL 300 CL	EG-30	100	1420	35.0	40.0	740
2" LSP STEEL 600 CL	EG-31	100	1420	35.0	40.0	1480
2" LSP STEEL NPT	EG-27	100	1420	35.0	40.0	1480
2" LSP STEEL SWE	EG-28	100	1420	35.0	40.0	1480
2" LSP 600 CL BUTTWELD	EG-77	100	1420	35.0	40.0	1480
2" DP STEEL 150 CL	EG-8-75	75	1438	30.0	48.0	285
2" DP STEEL 300 CL	EG-9-75	75	1438	30.0	48.0	740
2" DP STEEL 600 CL	EG-10-75	75	1438	30.0	48.0	1480
2" LDP STEEL 150 CL	EG-32-75	75	1715	30.0	57.0	285
2" LDP STEEL 300 CL	EG-33-75	75	1715	30.0	57.0	740
2" LDP STEEL 600 CL	EG-34-75	75	1715	30.0	57.0	1480
2" DP STEEL 150 CL	EG-8	100	1960	35.0	56.0	285
2" DP STEEL 300 CL	EG-9	100	1960	35.0	56.0	740
2" DP STEEL 600 CL	EG-10	100	1960	35.0	56.0	1480

Return Abort Valve Size Filter: ALL Valves in List = 173



**Gas Sizing Worksheet**

Customer/Project: **ERM IBERDROLA - DYNASOL** Reference No: \_\_\_\_\_  
 Location: **ALTAMIRA, TAMAULIPAS** Date: **11/12/2015**  
 Prepared By: \_\_\_\_\_  
 Memo Field: \_\_\_\_\_  
 Inlet Pressure.....P1: **253.17** psig Calculated Cg = 754.47  
 Outlet Pressure.....P2: **49.78** psig Capacity Factor = 80%  
 Flow Rate.....Q: **5152.04** Sm<sup>3</sup>/h Recommended Cg/Valve = 943.09  
 Fluid: **Natural Gas** Sg = **0.600** Critical Flow... (dP/P1) 0.76  
 Valve Recovery..C1: **35** Temperature..T: **64**° F 524 Deg Rankine  
 Monitor Station.. **Y** Capacity Factor.. **80** %

	DESCRIPTION	STOCK NO	% CRP	Cg	C1	Cv	Max P1
VALVE	2" LSP STEEL 300 CL	FG-30	100	1420	35.0	40.0	740
RELIEF VALVE	NONE						

Nombre de persona física, Art. 113 fracción I de la LFTAIP y 116 párrafo primero de la LGTAIP.

Con lo anterior seleccionamos un regulador **2" LSP STEEL 300 CL FG-30 Cap. 100%**. De esta manera comprobamos que el Cg de los reguladores que seleccionamos cumple con el servicio, ya que estos tienen **Cg= 1,420** sobrepasando el Cg recomendado por el fabricante.

La capacidad de flujo que tienen los reguladores seleccionados Mooney en Arreglo Monitor – Trabajador para las condiciones de operación ya indicadas, lo obtenemos del cálculo realizado por medio del Software del fabricante de los mismos:

**Flow Calculation Worksheet**

Inlet Pressure.....P1: **253.17** psig  
 Outlet Pressure.....P2: **49.78** psig  
 Valve Coefficient...Cg: **1420.00**  
 Fluid: **Natural Gas** Sg = **0.600**  
 Valve Recovery....C1: **35**  
 Temperature.....T: **64**° F 524 Deg Rankine  
 Monitor Station: **Y** [Return] [Print]

**Flow Rate Q = 9696.70 Sm<sup>3</sup>/h**

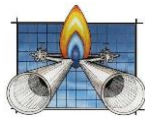
Valve	C1	Cg	Stk No.
2" TYPE A FLGLESS 150/300	35.0	1400	FG-88
2" TYPE A FLGLESS 600 CL	35.0	1400	FG-89
2" LSP STEEL 150 CL	35.0	1420	FG-29
2" LSP STEEL 300 CL	35.0	1420	FG-30
2" LSP STEEL 600 CL	35.0	1420	FG-31
2" LSP STEEL NPT	35.0	1420	FG-27

$$Q_{Regulador} = 9,696.70 \text{ SCMH} = 8.22 \text{ MMSCFD} \gg Q_{Requerido} = 5,152.04 \text{ SCMH} = 4.37 \text{ MMSCFD}$$

Sobrepasando en gran medida lo requerido, ya que estará trabajando al 68.71%.

El Nivel de decibeles que se generará al pasar el flujo de gas por los reguladores a 1 metro de distancia es de:

$$@1 \text{ metro} = 79 \text{ dBA}$$



Valve	Stk No.	Cap	Cg
2" LSP FLGLESS STEEL	FG-35	100	1300
2" TYPE A FLGLESS 150/300	FG-88	100	1400
2" TYPE A FLGLESS 600 CL	FG-89	100	1400
2" LSP STEEL 150 CL	FG-29	100	1420
2" LSP STEEL 300 CL	FG-30	100	1420
2" LSP STEEL 600 CL	FG-31	100	1420
2" LSP STEEL NPT	FG-27	100	1420
2" LSP STEEL SWE	FG-28	100	1420
2" LSP 600 CL BUTTWELD	FG-77	100	1420
2" DP STEEL 150 CL	FG-8-75	75	1438

Ahora se selecciona la válvula de seguridad apropiada para el servicio introduciendo los datos de set point de apertura de la misma siendo este último la presión de operación normal más un 20% de sobrepresión y tomando en cuenta que a la válvula le llegará una presión máxima de 253.17 psig.

Primary Valve Cg	Selected Relief Valve
1420	

El software del fabricante nos recomienda seleccionar una válvula con Cg mínimo de 4,813.72.



Con lo anterior seleccionamos la válvula de corte adecuada:

**Select a Valve**

\*\*\* NOTE: 100% Capacity Recommended For Most Applications! \*\*\*

Calculated Cg..... = 4813.7 | Safety Factor..... = 5% | Valve Selected  
 Relief Set Pressure = 68 | **FG-39**

DESCRIPTION	STOCK NO	% CAP	Cg	C1	CV	Max P1
4" SP STEEL 150 CL	FG-39	100	6500	38.0	172.0	285
4" SP STEEL 300 CL	FG-40	100	6500	38.0	172.0	740
4" SP STEEL 600 CL	FG-41	100	6500	38.0	172.0	1480
4" SP 150/300 CL BUTTWELD	FG-63	100	6500	38.0	172.0	740
4" SP 600 CL BUTTWELD	FG-64	100	6500	38.0	172.0	1480
4" DP STEEL 150 CL	FG-21	100	6700	36.0	185.0	285
4" DP STEEL 300 CL	FG-22	100	6700	36.0	185.0	740
4" DP STEEL 600 CL	FG-23	100	6700	36.0	185.0	1480
6 x 4 SP FLGLESS 150	FG-42	100	6400	37.0	172.0	285
6 x 4 SP FLGLESS 300	FG-43	100	6400	37.0	172.0	740
6" SP STEEL 150 CL	FG-44	100	12500	40.0	313.0	285
6" SP STEEL 300 CL	FG-45	100	12500	40.0	313.0	740
6" SP STEEL 600 CL	FG-46	100	12500	40.0	313.0	1480
6" SP 150/300 CL BUTTWELD	FG-65	100	12500	40.0	313.0	740
6" SP 600 CL BUTTWELD	FG-66	100	12500	40.0	313.0	1480

Return Abort Valve Size Filter: ALL Valves in List = 24

Se selecciona una válvula de alivio modelo **FG-39 de 4" de Ø SP en ANSI 150** con capacidad al 100% y cuyo **Cg** es **6,500** con lo que se excede el valor recomendado.

Por lo que la configuración en cuanto a reguladores y válvula de alivio sería la siguiente:

Nombre de persona física, Art. 113 fracción I de la LFTAIP y 116 párrafo primero de la LGTAIP.

**Gas Sizing Worksheet**

Customer/Project: ERM IBERDROLA - DYNASOL Reference No:   
 Location: ALTAMIRA, TAMAULIPAS Date: 11/12/2015  
 Prepared By:   
 Memo Field:   
 Inlet Pressure...P1: 253.17 psig Calculated Cg = 754.47  
 Outlet Pressure...P2: 49.78 psig Capacity Factor = 80%  
 Flow Rate...Q: 5152.04 Sm3/h Recommended Cg/Valve = 943.09  
 Fluid: Natural Gas Sg = 0.600 Critical Flow... (dP/P1) 0.76  
 Valve Recovery..C1: 35 Temperature..T: 64° F 524 Deg Rankine  
 Monitor Station.. Y Capacity Factor.. 80%

DESCRIPTION	STOCK NO	% CAP	Cg	C1	Cv	Max P1
VALVE 2" LSP STEEL 300 CL	FG-30	100	1420	35.0	40.0	740
RELIEF VALVE 4" SP STEEL 150 CL	FG-39	100	6500	38.0	172.0	285

Select Valves Relief Valves Save Print Return  
 Get View Locate Clear Delete Units



**g) Tren de Regulación. Dimensionamiento de los reguladores radiales a condiciones máximas.**

Se procederá demostrar la capacidad de los reguladores a condiciones máximas de operación de **256.02 psig de presión máxima de entrada y 56.89 Psig de presión máxima regulada a la salida y con un flujo máximo de 4.37 MMSCFD.**

Para el dimensionamiento de los reguladores radiales (MOONEY), se procederá a emplear la ecuación siguiente

**Universal Gas Sizing Equation.**

$$Q = \sqrt{\frac{520}{GT}} C_g P_1 \sin \left( \frac{3417}{C_1} \sqrt{\frac{\Delta P}{P_1}} \right)$$

**Donde:**

- Q → Velocidad de Flujo
- C<sub>g</sub> → Coeficiente de Viscosidad del Gas
- P<sub>1</sub> → Presión de Entrada (psia)
- ΔP → Perdida de Presión por la Válvula ( $\Delta P = P_1 - P_2$ ) psig.
- P<sub>2</sub> → Presión de Salida (psia)
- C<sub>1</sub> → Coeficiente de Recuperación de la Válvula  $C_1 = \frac{C_g}{C_v}$
- C<sub>v</sub> → Coeficiente de viscosidad Líquido
- G → Gravedad Específica (0.6 para gas natural)
- T → Temperatura del Gas ( ° Ranking ) ( T = 460 + °F )

**Ecuación Simplificada**

El coeficiente de recuperación de la válvula (C<sub>1</sub>) es aproximadamente igual a 35 para válvulas de globo y válvulas de rejillas.

El termino  $\sqrt{\frac{520}{GT}} = 1.29$  para Gas Natural con Gravedad Específica de 0.6 y 60 °F.

El flujo critico o Flujo de choque se refiere a la condición de cuando el gas está moviéndose a la velocidad del sonido (1090 pie/seg. ó 332 m/seg.) en la parte de aceleración de la válvula.

Esto ocurre cuando  $\frac{\Delta P}{P_1}$  es igual ó mayor a 0.64.

A flujo critico el termino  $\sin \left( \frac{3417}{C_1} \sqrt{\frac{\Delta P}{P_1}} \right)$  es igual a 1 ó a la unidad por lo tanto desaparece de la ecuación.



Así pues,

A una velocidad sónica (flujo crítico) la Universal Gas Sizing Equation para Gas Natural a 60 °F se simplifica a:

$$Q = 1.29C_gP_1$$

#### Flujo Sub-crítico

$$\text{Máxima Presión de Entrada. } P_1 = 256.02 + 14.69 = 270.71 \text{ Psia}$$

$$\text{Máxima Presión de Salida. } P_2 = 56.89 + 14.69 = 71.58 \text{ Psia}$$

Calculamos tenemos que  $\frac{\Delta P}{P_1} = 0.736$

Como  $\frac{\Delta P}{P_1} > 0.64$  por lo tanto definimos que **SÍ** tenemos un flujo crítico.

Por lo tanto usaremos la formula simplificada:

$$Q = 1.29C_gP_1$$

$$Q = 5152.04 \text{ SCMH} = 181,942.6 \text{ SCFH}$$

$$181,942.6 \text{ SCFH} = 1.29 C_g ( 270.71 )$$

$$C_g = \frac{181,942.6}{(1.29)( 270.7 )} = \frac{181,942.6}{349.2}$$

$$C_g = 521.01$$

Si consideramos este valor como al 70% por ser estación Monitor-trabajador y luego al 80% como capacidad nominal de la E. R. M. entonces el  $C_g$  último es igual a:

$$C_g = 930.36$$



**Selección de los Reguladores a las condiciones máximas de operación y mediante el software del fabricante.**

Nombre de persona física, Art. 113 fracción I de la LFTAIP y 116 párrafo primero de la LGTAIP.

DESCRIPTION	STOCK NO	% CAP	Cg	C1	Cv	Max P1
VALVE 2" LSP STEEL 300 CL	FG-30	100	1420	35.0	40.0	740
RELIEF VALVE	NONE					

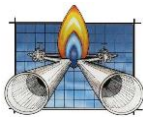
De acuerdo a las presiones de entrada, salida y al flujo de volumen inicial de entrada a la ERM que se han ingresado al Software del fabricante de los reguladores Mooney nos da un Cg recomendado para la selección del regulador de **Cg= 933.16** con el dato anterior comparamos con el regulador seleccionado previamente para esta estación, esto es un regulador de **2" LSP STEEL 300 FG-30 Cap. 100%**. De esta manera comprobamos que el Cg de los reguladores que seleccionamos cumple con el servicio, ya que estos tienen **Cg= 1,420** sobrepasando el Cg recomendado por el fabricante.

La capacidad de flujo que tienen los reguladores seleccionados Mooney en Arreglo Monitor – Trabajador para las condiciones de operación ya indicadas, lo obtenemos del cálculo realizado por medio del Software del fabricante de los mismos:

Valve	C1	Cg	Stk No.
2" TYPE R FLGLESS 600 CL	35.0	1400	FG-89
2" LSP STEEL 150 CL	35.0	1420	FG-29
2" LSP STEEL 300 CL	35.0	1420	FG-30
2" LSP STEEL 600 CL	35.0	1420	FG-31
2" LSP STEEL NPT	35.0	1420	FG-27
2" LSP STEEL SWE	35.0	1420	FG-28

$$Q_{Regulador} = 9,799.87SCMH = 8.31 MMSCFD \gg Q_{Requerido} = 5,152.04SCMH = 4.37 MMSCFD$$

Sobrepasando en gran medida lo requerido.



El Nivel de decibeles que se generara al pasar el flujo de gas por los reguladores a 1 metro de distancia es de:

*@1 metro = 78 dBA*

**Noise Calculation Worksheet**

Inlet Pressure...[P1]:  psig      Throttle Plate Style:

Outlet Pressure.[P2]:  psig      Fluid Type:

Flow Rate.....[Q]:  Sm3/h      Outlet Pipe Size:       Schedule:

Temperature.....[T]:  F

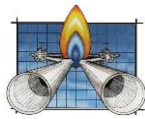
Distance from Pipe (D):  m

**Noise Prediction**

Valve Size Filter:

Valve	Stk No.	Cap	Cg
2" LSP FLGLESS STEEL	EG-35	100	1300
2" TYPE A FLGLESS 150/300	EG-88	100	1400
2" TYPE A FLGLESS 600 CL	EG-89	100	1400
2" LSP STEEL 150 CL	EG-29	100	1420
2" LSP STEEL 300 CL	EG-30	100	1420
2" LSP STEEL 600 CL	EG-31	100	1420
2" LSP STEEL NPT	EG-27	100	1420
2" LSP STEEL SWE	EG-28	100	1420
2" LSP 600 CL BUTTWELD	EG-77	100	1420
2" DP STEEL 150 CL	EG-8-75	75	1438

Selected Valve Values: Cap = 100    cg = 1420



**h) Cálculos de diámetros y velocidades para las condiciones mínimas de operación de 1.89 MMSCFD de flujo mínimo y 253.17 psig (17.80 kg/cm<sup>2</sup>) de presión mínima a la entrada y una presión mínima a la salida de 49.78 psig (3.5 kg/cm<sup>2</sup>).**

A continuación se procede a realizar el cálculo para las condiciones iniciales, al mínimo flujo y mínima presión de entrada, y a una presión de regulación a la salida de 49.78 psig.

**CONDICIONES DE OPERACIÓN.**

$P_{in\ min} =$	17.46 Bar	17.80 Kg/cm <sup>2</sup>	253.17 Psig	1746.2 kpa	F.S.= 1
$P_{out\ min} =$	3.43 Bar	3.50 Kg/cm <sup>2</sup>	49.78 Psig	343.35 kpa	F.S.= 1
$Q_{max} =$	2,230.78	SCMH	=	1.89	MMSCFD
$P_{atm} =$	14.69 Psia	Elevación (m.s.n.m.):		29	

**DIAMETROS Y VELOCIDADES.**

Utilizando la Ecuación de Continuidad de la Mecánica de Fluidos obtenemos las velocidades de entrada y salida en la Estación de Regulación y Medición.

**Q = v \* A**

Donde:

- Q → Flujo
- v → velocidad
- A → Área

Ubicación del Medidor:

BAJA PRESIÓN

F.S. → Factor de supercompresibilidad

**Línea de Filtración y Regulación**

**ENTRADA**

$$Q_{actin} = Q_{s,max} \left( \frac{P_b \cdot (2911^{\circ}K)}{(P_{inmin} + P_{atm})(2931^{\circ}K)} \right) \times \left( \frac{1}{F.S.} \right)$$

$Q_{act\ in} = 117.6$  ACMH

$$D_{in} \geq \left( \sqrt{\frac{Q_{actin}}{0.785 \cdot v(m/s) \cdot 3,600}} \right) \left( \frac{1(in)}{0.0254} \right)$$

Para  $v \leq 20$  m/s

**Diámetro de entrada requerido:**

$D_{in} \geq 1.8$  pulg. Ø

**Diámetro Seleccionado DN de entrada**

$DN_{in} = 6"$   Ø Cedula    
 $D_{int_{in}} = 6.065$

$$v_{in} = \left[ \frac{(Q_{act})_{in}}{2,827.44 \cdot (DN_{in})^2} \right] \left( \frac{1}{0.0254} \right)^2$$

$v_{in} = 1.75$  m/s     $5.752$  ft/s

**SALIDA**

$$Q_{actout} = Q_{s,max} \left( \frac{P_b \cdot (2911^{\circ}K)}{(P_{outmin} + P_{atm})(2931^{\circ}K)} \right) \times \left( \frac{1}{F.S.} \right)$$

$Q_{act\ out} = 488.8$  ACMH

$$D_{out} \geq \left( \sqrt{\frac{Q_{actout}}{0.785 \cdot v(m/s) \cdot 3,600}} \right) \left( \frac{1(in)}{0.0254} \right)$$

Para  $v \leq 20$  m/s

**Diámetro salida requerido:**

$D_{out} \geq 3.7$  pulg. Ø

**Diámetro Seleccionado DN de salida**

$DN_{out} = 8"$   Ø Cedula    
 $D_{int} = 7.976$

$$v_{out} = \left[ \frac{(Q_{act})_{out}}{2,827.44 \cdot (DN_{out})^2} \right] \left( \frac{1}{0.0254} \right)^2$$

$v_{out} = 4.21$  m/s     $13.819$  ft/s



Con lo anterior se demuestra que los diámetros de 6" de Ø en la tubería de entrada y de 8" de Ø en el tren de alimentación al área de Calderas de la ERM, son correctos para las condiciones de operación antes mencionadas. Ya que tanto en la entrada como a la salida las velocidades de flujo de gas natural está por debajo de 20 m/s (65.62 ft/seg)

**i) Tren de Regulación. Dimensionamiento de los reguladores radiales a condiciones críticas de mínimo flujo y mínimas presiones de entrada y salida.**

Ya comprobada la selección de diámetros a las condiciones antes mencionadas, se procederá a demostrar la capacidad de los reguladores a las mismas condiciones mínimas de operación de **253.17 psig de presión mínima de entrada y 49.78 Psig de presión mínima regulada a la salida y con un flujo mínimo de 1.89 MMSCFD.**

Para el dimensionamiento de los reguladores radiales (MOONEY), se procederá a emplear la ecuación siguiente

**Universal Gas Sizing Equation.**

$$Q = \sqrt{\frac{520}{GT}} C_g P_1 \sin \left( \frac{3417}{C_1} \sqrt{\frac{\Delta P}{P_1}} \right)$$

Donde:

$Q$  → Velocidad de Flujo

$C_g$  → Coeficiente de Viscosidad del Gas

$P_1$  → Presión de Entrada (Psia)

$\Delta P$  → Pérdida de Presión por la Válvula ( $\Delta P = P_1 - P_2$ ) Psig.

$P_2$  → Presión de Salida (Psia)

$C_1$  → Coeficiente de Recuperación de la Válvula  $C_1 = \frac{C_g}{C_v}$

$C_v$  → Coeficiente de viscosidad Líquido

$G$  → Gravedad Específica (0.6 para gas natural)

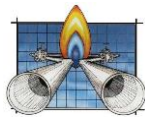
$T$  → Temperatura del Gas ( ° Ranking ) (  $T = 460 + ^\circ F$  )

**Ecuación Simplificada**

El coeficiente de recuperación de la válvula ( $C_1$ ) es aproximadamente igual a 35 para válvulas de globo y válvulas de rejillas.

El termino  $\sqrt{\frac{520}{GT}} = 1.29$  para Gas Natural con Gravedad Especifica de 0.6 y 60 °F.

El flujo critico ó Flujo de choque se refiere a la condición de cuando el gas está moviéndose a la velocidad del sonido (1090 pie/seg. ó 332 m/seg.) en la parte de aceleración de la válvula.



Esto ocurre cuando  $\frac{\Delta P}{P_1}$  es igual ó mayor a 0.64.

A flujo critico el termino  $\sin\left(\frac{3417}{C_1} \sqrt{\frac{\Delta P}{P_1}}\right)$  es igual a 1 ó a la unidad por lo tanto desaparece de la ecuación.

Así pues,

A una velocidad sónica (flujo crítico) la Universal Gas Sizing Equation para Gas Natural a 60 °F se simplifica a:

$$Q = 1.29 C_g P_1$$

Flujo Sub-crítico

$$\text{Mínima Presión de Entrada. } P_1 = 253.17 + 14.69 = 267.86 \text{ Psia}$$

$$\text{Mínima Presión de Salida. } P_2 = 49.78 + 14.69 = 64.47 \text{ Psia}$$

Calculamos tenemos que  $\frac{\Delta P}{P_1} = 0.759$

Como  $\frac{\Delta P}{P_1} > 0.64$  por lo tanto definimos que si tenemos un flujo crítico.

Por lo tanto usaremos la formula simplificada:

$$Q = 1.29 C_g P_1$$

$$Q = 2230.78 \text{ SCMH} = 78,779 \text{ SCFH}$$

$$78,779.3 \text{ SCFH} = 1.29 C_g (267.86)$$

$$C_g = \frac{78,779.3}{(1.29)(267.9)} = \frac{78,779.3}{345.5}$$

$$C_g = 227.99$$

Si consideramos este valor como al 70% por ser estación Monitor-trabajador y luego al 80% como capacidad nominal de la E. R. M. entonces el  $C_g$  último es igual a:

$$C_g = 407.13$$



**Selección de los Reguladores a las condiciones críticas de operación y mediante el software del fabricante.**

Nombre de persona física, Art. 113 fracción I de la LFTAIP y 116 párrafo primero de la LGTAIP.

De acuerdo a las presiones de entrada, salida y al flujo de volumen inicial de entrada a la ERM que se han ingresado al Software del fabricante de los reguladores Money nos da un Cg recomendado para la selección del regulador de **Cg = 408.35** con el dato anterior comparamos con el regulador seleccionado previamente para esta estación, esto es un regulador de **2" LSP STEEL 300 FG-30**. De esta manera comprobamos que el Cg de los reguladores que seleccionamos cumple con el servicio, ya que estos tienen **Cg= 1,420** sobrepasando el Cg recomendado por el fabricante.

La capacidad de flujo que tienen los reguladores seleccionados Mooney en Arreglo Monitor – Trabajador para las condiciones de operación ya indicadas, lo obtenemos del cálculo realizado por medio del Software del fabricante de los mismos:

$$Q_{Regulador} = 9,696.70SCMH = 8.22MMSCFD >> Q_{Requerido} = 2,230.78SCMH = 1.89MMSCFD$$

Sobrepasando en gran medida lo requerido, ya que estará trabajando al 23%.



El Nivel de decibeles que se generara al pasar el flujo de gas por los reguladores a 1 metro de distancia es de:

$$@1 \text{ metro} = 76 \text{ dBA}$$

**Noise Calculation Worksheet**

Inlet Pressure...(P1) :  psig      Throttle Plate Style:

Outlet Pressure.(P2) :  psig      Fluid Type:

Flow Rate.....(Q) :  Sm<sup>3</sup>/h      Outlet Pipe Size:       Schedule:

Temperature.....(T) :  F

Distance from Pipe (D):  m

**Noise Prediction**

(highlighted in red)

Valve Size Filter:

Valve	Stk No.	Cap	Cg
2" LSP FLGLESS STEEL	EG-35	100	1300
2" TYPE A FLGLESS 150/300	EG-88	100	1400
2" TYPE A FLGLESS 600 CL	EG-89	100	1400
2" LSP STEEL 150 CL	EG-29	100	1420
2" LSP STEEL 300 CL	EG-30	100	1420
2" LSP STEEL 600 CL	EG-31	100	1420
2" LSP STEEL NPT	EG-27	100	1420
2" LSP STEEL SWE	EG-28	100	1420
2" LSP 600 CL BUTTWELD	EG-77	100	1420
2" DP STEEL 150 CL	EG-8-75	75	1438

Selected Valve Values: Cap = 100    cg = 1420



**j) Tren de Regulación. Dimensionamiento de los reguladores radiales a condiciones de mínimo flujo y máximas presiones de entrada y salida.**

Se procederá demostrar la capacidad de los reguladores a condiciones máximas de operación de **256.02 psig de presión máxima de entrada y 56.89 Psig de presión máxima regulada a la salida y con un flujo mínimo de 1.89 MMSCFD.**

Para el dimensionamiento de los reguladores radiales (MOONEY), se procederá a emplear la ecuación siguiente

**Universal Gas Sizing Equation.**

$$Q = \sqrt{\frac{520}{GT}} C_g P_1 \sin\left(\frac{3417}{C_1} \sqrt{\frac{\Delta P}{P_1}}\right)$$

**Donde:**

$Q$  → Velocidad de Flujo

$C_g$  → Coeficiente de Viscosidad del Gas

$P_1$  → Presión de Entrada (Psia)

$\Delta P$  → Pérdida de Presión por la Válvula ( $\Delta P = P_1 - P_2$ ) Psig.

$P_2$  → Presión de Salida (Psia)

$C_1$  → Coeficiente de Recuperación de la Válvula  $C_1 = \frac{C_g}{C_v}$

$C_v$  → Coeficiente de viscosidad Líquido

$G$  → Gravedad Específica (0.6 para gas natural)

$T$  → Temperatura del Gas ( ° Ranking ) (  $T = 460 + ^\circ F$  )

**Ecuación Simplificada**

El coeficiente de recuperación de la válvula ( $C_1$ ) es aproximadamente igual a 35 para válvulas de globo y válvulas de rejillas.

El termino  $\sqrt{\frac{520}{GT}} = 1.29$  para Gas Natural con Gravedad Especifica de 0.6 y 60 °F.

El flujo critico o Flujo de choque se refiere a la condición de cuando el gas está moviéndose a la velocidad del sonido (1090 pie/seg. ó 332 m/seg.) en la parte de aceleración de la válvula.

Esto ocurre cuando  $\frac{\Delta P}{P_1}$  es igual o mayor a 0.64.

A flujo critico el termino  $\sin\left(\frac{3417}{C_1} \sqrt{\frac{\Delta P}{P_1}}\right)$  es igual a 1 ó a la unidad por lo tanto desaparece de la ecuación.



Así pues,

A una velocidad sónica (flujo crítico) la Universal Gas Sizing Equation para Gas Natural a 60 °F se simplifica a:

$$Q = 1.29C_g P_1$$

**Flujo Sub-crítico**

$$\text{Máxima Presión de Entrada. } P_1 = 256.02 + 14.69 = 270.71 \text{ Psia}$$

$$\text{Máxima Presión de Salida. } P_2 = 56.89 + 14.69 = 71.58 \text{ Psia}$$

Calculamos tenemos que  $\frac{\Delta P}{P_1} = 0.736$

Como  $\frac{\Delta P}{P_1} > 0.64$  por lo tanto definimos que **Sí** tenemos un flujo crítico.

**Por lo tanto usaremos la formula simplificada:**

$$Q = 1.29C_g P_1$$

$$Q = 2230.78 \text{ SCM} = 78,779.3 \text{ SCFH}$$

$$78,779.3 \text{ SCFH} = 1.29 C_g ( 270.71 )$$

$$C_g = \frac{78,779.3}{(1.29)( 270.7 )} = \frac{78,779.3}{349.2}$$

$$C_g = 225.59$$

Si consideramos este valor como al 70% por ser estación Monitor-trabajador y luego al 80% como capacidad nominal de la E. R. M. entonces el  $C_g$  último es igual a:

$$C_g = 402.84$$



Selección de los Reguladores a las condiciones mínimas de operación y mediante el software del fabricante.

Nombre de persona física, Art. 113 fracción I de la LFTAIP y 116 párrafo primero de la LGTAIP.

**Gas Sizing Worksheet**

Customer/Project: **ERM IBERDROLA - DYNASOL** Reference No:

Location: **ALTAMIRA, TAMAULIPAS.** Date: **11/12/2015**

Prepared By:

Memo Field:

Inlet Pressure.....P1: **256.02** psig  
 Outlet Pressure....P2: **56.89** psig  
 Flow Rate.....Q: **2230.78** Sm3/h

Fluid: **Natural Gas** Sg = **0.600**

Valve Recovery..C1: **35** Temperature..T: **64**° F 524 Deg Rankine

Monitor Station.:  Capacity Factor.: **80 %**

Calculated Cg = 323.24  
 Capacity Factor = 80%  
 Recommended Cg/Valve = **404.05**  
 Critical Flow.... (dP/P1) 0.74

DESCRIPTION	STOCK NO	% CAP	Cg	C1	Cv	Max P1
VALVE 2" LSP STEEL 300 CL	FG-30	100	1420	35.0	40.0	740
RELIEF VALVE	NONE					

De acuerdo a las presiones de entrada, salida y al flujo de volumen inicial de entrada a la ERM que se han ingresado al Software del fabricante de los reguladores Money nos da un Cg recomendado para la selección del regulador de **Cg = 404.05** con el dato anterior comparamos con el regulador seleccionado previamente para esta estación, esto es un regulador de **2" LSP STEEL 300 FG-30**. De esta manera comprobamos que el Cg de los reguladores que seleccionamos cumple con el servicio, ya que estos tienen **Cg= 1,420** sobrepasando el Cg recomendado por el fabricante.

La capacidad de flujo que tienen los reguladores seleccionados Mooney en Arreglo Monitor – Trabajador para las condiciones de operación ya indicadas, lo obtenemos del cálculo realizado por medio del Software del fabricante de los mismos:

**Flow Calculation Worksheet**

Inlet Pressure.....P1: **256.02** psig  
 Outlet Pressure.....P2: **56.89** psig  
 Valve Coefficient...Cg: **1420.00**

Fluid: **Natural Gas** Sg = **0.600**

Valve Recovery.....C1: **35**  
 Temperature.....T: **64**° F 524 Deg Rankine

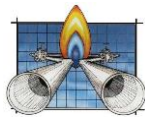
Monitor Station:

**Flow Rate Q = 9799.87 Sm3/h**

Valve	C1	Cg	Stk No.
2" LSP STEEL 300 CL	35.0	1420	FG-30
2" LSP STEEL 600 CL	35.0	1420	FG-31
2" LSP STEEL NPT	35.0	1420	FG-27
2" LSP STEEL SWE	35.0	1420	FG-28
2" LSP 600 CL BUTTWELD	35.0	1420	FG-77
2" DP STEEL 150 CL	30.0	1438	FG-8-75

$$Q_{Regulador} = 9,799.87SCMH = 8.31MMSCFD >> Q_{Requerido} = 2,230.78SCMH = 1.89MMSCFD$$

Sobrepasando en gran medida lo requerido, ya que estará trabajando al 23%.



El Nivel de decibeles que se generara al pasar el flujo de gas por los reguladores a 1 metro de distancia es de:

*@1 metro = 73 dBA*

Valve	Stk No.	Cap	Cg
2" LSP FLGLESS STEEL	FG-35	100	1300
2" TYPE R FLGLESS 150/300	FG-88	100	1400
2" TYPE R FLGLESS 600 CL	FG-89	100	1400
2" LSP STEEL 150 CL	FG-29	100	1420
2" LSP STEEL 300 CL	FG-30	100	1420
2" LSP STEEL 600 CL	FG-31	100	1420
2" LSP STEEL NPT	FG-27	100	1420
2" LSP STEEL SWE	FG-28	100	1420
2" LSP 600 CL BUTTWELD	FG-77	100	1420
2" DP STEEL 150 CL	FG-8-75	75	1438

Selected Valve Values: Cap = 100 cg = 1420

Referente a los cálculos anteriores y para las condiciones de operación señaladas se demuestra que la estación esta dimensionada para operar en cualquiera de los escenarios expuestos.

**Las características de los reguladores y de la válvula de seguridad son las siguientes:**

**Reguladores:**

Marca: Mooney

Modelo: FG-30 con plato al 100%

Cg = 1,420

Diámetro: 2" de Ø Entrada y Salida, Puerto Largo.

ANSI 300 Bridado: Tipo RF

**Activo (1):** Provisto de Piloto Serie 20 con resorte color AZUL rango de 25 – 90 Psig calibrado a 4 kg/cm2 (56.89 Psig)

**Reguladores:**

Marca: Mooney

Modelo: SG-30 con plato al 100%

Cg = 1,420

Diámetro: 2" de Ø Entrada y Salida, Puerto Largo.

ANSI 300 Bridado: Tipo RF

**Monitor (1):** Provisto de Piloto Serie 20 con resorte color AZUL rango de 25 – 90 Psig calibrado a 5 kg/cm2 (71.12 Psig)

**Slam Shut (1):** Provisto de Piloto Serie 20 con resorte color AZUL rango de 25 – 90 Psig calibrado a 6 kg/cm2 (85.34 Psig)



**Válvula de Seguridad:**

Marca: Mooney

Modelo: FG-39 SP con plato al 100%

Cg = 6,500

Diámetro: 4" de Ø Entrada y Salida, puerto sencillo.

ANSI 150 Bridado: Tipo RF

**Pilotos (1):** Provisto de Piloto Serie 20 para válvula de seguridad con resorte color AZUL rango de 29 90 Psig calibrado a 4.8 kg/cm<sup>2</sup> (68.27 Psig).

**k) Cálculo del medidor de flujo para abastecimiento al área de calderas.**

Para la adecuada selección del medidor, se manifiesta que dicho elemento se instalará posterior a la válvula de corte automático ya descrita. Por lo que a continuación se procederá a demostrar los cálculos en los diferentes escenarios a los que el medidor seleccionado estará expuesto, los cuales serán al máximo y mínimo flujo, así como a la presión mínima y máxima de entrada.

Las condiciones de operación a las cuales estará expuesto el medidor Ultrasónico serán:

CONDICIONES DE OPERACIÓN	
FLUJO MÁXIMO	5,152.04 SCMH
FLUJO MÍNIMO	2,230.78 SCMH
PRESIÓN MÍNIMA DE MEDICIÓN	49.78 psig
PRESIÓN MÁXIMA DE MEDICIÓN	56.89 psig

Se tiene que calcular el flujo en metros cúbicos por hora reales (ACMH) según las condiciones de trabajo a las cuales operara la estación de regulación y medición.

Por lo que se procederá a hacer uso de la ecuación (B.3) del Apéndice B del reporte AGA N° 7:

$$Q_b = Q_f \left( \frac{P_f}{P_b} \right) \left( \frac{T_b}{T_f} \right) \left( \frac{Z_b}{Z_f} \right) = Q_f \cdot FP \cdot FT \cdot (F_{pv})^2$$

$$Q_{act} = Q_f = Q_b \left( \frac{P_b}{(P_{man} + P_{atm})} \right) \left( \frac{T_f}{T_b} \right) \left( \frac{1}{F_{pv}} \right)^2$$

Calidad del Gas: Con la calidad del gas con la que se cuenta se calculan las propiedades del gas natural y los resultados se muestran a continuación:

Para el cálculo del Factor de Compresibilidad se calcularon las propiedades con el siguiente análisis cromatográfico.



Date/Time	Meter ID	Methane	Nitrogen	CO2	Ethane	Propane	i-Butane
PROMEDIOS	28139	94.320	0.214	0.983	4.193	0.221	0.025

Date/Time	n-Butane	i-Pentane	n-Pentane	n-Hexane	n-Heptane	n-Octane	n-Nonane
PROMEDIOS	0.022	0.007	0.004	0.001	0.004	0.004	0.003

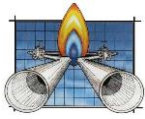
Empleando la calidad del gas natural mostrada líneas arriba, calculamos sus propiedades:

De lo anterior:

Gravedad Específica: 0.588

De la misma forma se establecen las condiciones base con las propiedades calculadas:

Considerando de la misma forma las condiciones base de  $P= 14.2233 \text{ psig}$  y  $T=20^{\circ}\text{C}$  y las propiedades calculadas se estimará el factor de supercompresibilidad  $F_{pv}$



III) Presión mínima de medición de 3.50 Kg/cm<sup>2</sup> (49.78 psig).

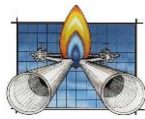
Parameter	Value	Unit
Calculation Method	American Gas Association Report No 8 1992 - Detailed	
Average Pressure	49.78	Psi
Elevation	29	m
Average Temp	18.0	C
Compressibility Factor At Base Conditions	0.997942	{ Zbase }
Compressibility Factor At Specified Conditions	0.990675	{ Zf }
Supercompressibility Factor	1.003661	{ Zbase/Zf }^0.5
Density At Base Conditions	0.04315806	Lbm/cf
Density At Specified Conditions	0.197	Lbm/cf

Factor de Supercompresibilidad ( $F_{pv}$ )=1.003661 @  $T = 18^{\circ}\text{C} = 291.15^{\circ}\text{K}$

IV) Presión máxima de entrada de 4.00 Kg/cm<sup>2</sup> (56.89 psig).

Parameter	Value	Unit
Calculation Method	American Gas Association Report No 8 1992 - Detailed	
Average Pressure	56.89	Psi
Elevation	29	m
Average Temp	18.0	C
Compressibility Factor At Base Conditions	0.997942	{ Zbase }
Compressibility Factor At Specified Conditions	0.989647	{ Zf }
Supercompressibility Factor	1.004182	{ Zbase/Zf }^0.5
Density At Base Conditions	0.04315806	Lbm/cf
Density At Specified Conditions	0.219	Lbm/cf

Factor de Supercompresibilidad ( $F_{pv}$ )=1.004182 @  $T = 18^{\circ}\text{C} = 291.15^{\circ}\text{K}$



### A. PRIMER ESCENARIO CRÍTICO:

Condición crítica de máximo flujo a la mínima presión de medición, considerando una Temperatura promedio de 18°C y una presión atmosférica de la zona de 14.69 Psia @ 29 msnm.

$$Q_{max} = 5,152.04 \text{ SCM}$$

$$P_{min} = 49.78 \text{ psig}$$

Obteniendo el dato de  $F_{pv} = 1.003661$

$$Q_{act} = Q_f = Q_b \left( \frac{P_b}{(P_{man} + P_{atm})} \right) \left( \frac{T_f}{T_b} \right) \left( \frac{1}{F_{pv}} \right)^2$$

Y sustituyendo en la fórmula:

$$Q_{act} = (5,152.04) \left( \frac{14.2233}{49.78 + 14.69} \right) \left( \frac{291.15}{293.15} \right) \left( \frac{1}{1.003661^2} \right)$$

$$Q_{act} = 1,120.66 \text{ ACM}$$

### B. SEGUNDO ESCENARIO CRITICO:

Condición crítica de máximo flujo a la máxima presión de medición, considerando una Temperatura promedio de 18.0°C y una presión atmosférica de la zona de 14.69 Psia @ 29 msnm.

$$Q_{max} = 5,152.04 \text{ SCM}$$

$$P_{max} = 56.89 \text{ psig}$$

Obteniendo el dato de  $F_{pv} = 1.004182$

$$Q_{act} = Q_f = Q_b \left( \frac{P_b}{(P_{man} + P_{atm})} \right) \left( \frac{T_f}{T_b} \right) \left( \frac{1}{F_{pv}} \right)^2$$

Y sustituyendo en la fórmula:

$$Q_{act} = (5,152.04) \left( \frac{14.2233}{56.89 + 14.69} \right) \left( \frac{291.15}{293.15} \right) \left( \frac{1}{(1.004182)^2} \right)$$

$$Q_{act} = 1,008.30 \text{ ACM}$$

### C. TERCER ESCENARIO CRITICO:

Condición crítica mínimo flujo a la mínima presión de medición, considerando una Temperatura promedio de 18°C y una presión atmosférica de la zona de 14.69 Psia @ 5 msnm.

$$Q_{min} = 2,230.78 \text{ SCM}$$

$$P_{min} = 49.78 \text{ psig}$$

Obteniendo el dato de  $F_{pv} = 1.003661$



$$Q_{act} = Q_f = Q_b \left( \frac{P_b}{(P_{man} + P_{atm})} \right) \left( \frac{T_f}{T_b} \right) \left( \frac{1}{(F_{pv})^2} \right)$$

Y sustituyendo en la fórmula:

$$Q_{act} = (2,230.78) \left( \frac{14.2233}{49.78 + 14.69} \right) \left( \frac{291.15}{293.15} \right) \left( \frac{1}{(1.003661)^2} \right)$$

$$Q_{act} = 485.24 \text{ ACMH}$$

#### D. CUARTO ESCENARIO CRITICO:

Condición crítica de mínimo flujo a la máxima presión de medición, considerando una Temperatura promedio de 18.0°C y una presión atmosférica de la zona de 14.68 Psia @ 224 msnm.

$$Q_{min} = 2,230.78 \text{ SCMh}$$

$$P_{max} = 56.89 \text{ psig}$$

Obteniendo el dato de  $F_{pv} = 1.004182$

$$Q_{act} = Q_f = Q_b \left( \frac{P_b}{(P_{man} + P_{atm})} \right) \left( \frac{T_f}{T_b} \right) \left( \frac{1}{(F_{pv})^2} \right)$$

Y sustituyendo en la fórmula:

$$Q_{act} = (2,230.78) \left( \frac{14.2233}{56.89 + 14.69} \right) \left( \frac{291.15}{293.15} \right) \left( \frac{1}{(1.004182)^2} \right)$$

$$Q_{act} = 436.58 \text{ ACMH}$$

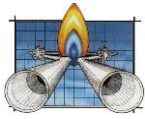
Tomando en cuenta el flujo en condiciones reales ACMH de los diferentes escenarios en condiciones críticas, obtenemos los rangos mínimo y máximo de medición:

$$\text{A) } Q_{max} @ (P_{min \text{ ent}} \text{ y } T=18 \text{ }^\circ\text{C}) = 1,120.66 \text{ ACMH}$$

$$\text{D) } Q_{min} @ (P_{max \text{ ent}} \text{ y } T=18 \text{ }^\circ\text{C}) = 436.58 \text{ ACMH}$$

Tenemos que el máximo flujo en la línea de entrada en condiciones reales es:  $Q_{act \text{ in}} = 1,120.66 \text{ ACMH}$  @  $49.78 \text{ psig}$  y  $T= 18.0^\circ\text{C}$ , y el flujo mínimo:  $Q_{act \text{ in}} = 436.58 \text{ ACMH}$  @  $56.89 \text{ psig}$  y  $T= 18.0^\circ\text{C}$ .

Con este valor, podemos determinar el tipo y tamaño del medidor que debemos utilizar para las condiciones que nos arrojan los cálculos mencionados en los puntos anteriores, respectivamente:



**CHARACTERISTICS**

**A) Technical data sheet**

**Rangeability and pulse values**

				With correction gears 32/40 (correction 0%)								
G size	DN (mm)	Max Flow (m <sup>3</sup> /h)	Range-ability	1 Imp LF & Cyble (m <sup>3</sup> /Imp)	Freq LF Qmax (Hz)	1 Imp MF (dm <sup>3</sup> /Imp)	Freq MF Qmax (Hz)	1 Imp HF2 (dm <sup>3</sup> /Imp)	Freq HF2 Qmax (Hz)	1 Imp HF3 (dm <sup>3</sup> /Imp)	Freq HF3 Qmax (Hz)	RPM Qmax (Rot/min)
G400	150	650	20	1	0.18	23.07692	7.82	0.15385	1174	0.15385	1174	3521
G650		1000	20 or 30		0.28	23.07692	12.04	0.15385	1806	0.15385	1806	5417
G1000		1600	20 or 30		0.44	39.11111	11.36	0.26074	1705	0.26074	1705	5114
G650	200	1000	20	10	0.03	230.7692	1.2	0.37661	738	0.37661	738	2213
G1000		1600	20 or 30		0.04	230.7692	1.93	0.37661	1180	0.37661	1180	3540
G1600		2500	20 or 30		0.07	391.1111	1.78	0.63829	1088	0.63829	1088	3264

Se usará un medidor Tipo **TURBINA** Modelo **G1000 DN 200 (8"Ø) ANSI 300**, el cual podrá medir un flujo en condiciones reales de presión y temperatura de 80.0 m<sup>3</sup>/hr hasta 1,600.0 m<sup>3</sup>/hr. Por lo que a continuación se procederá a demostrar los flujos máximos y mínimos que podrá manejar el medidor seleccionado en los casos siguientes:

- I) Máximo flujo @ mínima presión de medición y Temperatura de 18°C.
- II) Máximo flujo @ máxima presión de medición y Temperatura de 18°C
- III) Mínimo flujo @ mínima presión de medición y Temperatura de 18°C.
- IV) Mínimo flujo @ máxima presión de medición y Temperatura de 18°C.

**Caso I)**

De tal manera que para las condiciones de máximo flujo a la mínima presión de medición y T= 18°C. **1,600.00 ACMH @ 3.5 kg/cm<sup>2</sup> = 49.78 psig**, el medidor tendrá un **Q<sub>max</sub>** de:

The screenshot shows a software window with two sections:

- Flowing Conditions...:**
  - Pressure: 49.78 Psi
  - Temperature: 18.0 C
  - Volume: 1600 m3
  - Elevation: 29 m
- Standard/Base Conditions...:**
  - Use Current Base Pressure & Temperature Values
  - Pressure: 14.2233 Psi (Abs)
  - Temperature: 20.0 C
  - Volume: 7355.039 m3

**Q<sub>Medidor</sub> = 7,355.039 SCMH = 6.23 MMSCFD >> Q<sub>Máximo Requerido</sub> = 5,152.04 SCMH = 4.37 MMSCFD**



**Caso II)**

Ahora para las condiciones de máximo flujo a la máxima presión de medición y  $T= 18^{\circ}\text{C}$ .  $1,600.0 \text{ ACMH @ } 4.0 \text{ kg/cm}^2 = 56.89 \text{ Psi}$ , el medidor tendrá un  $Q_{max}$  de:

Flowing Conditions...			
Pressure:	56.89	Psi	Elevation: 29 m
Temperature:	18.0	C	
Volume:	1600	m3	

Standard/Base Conditions...			
<input checked="" type="checkbox"/> Use Current Base Pressure & Temperature Values			
Pressure:	14.2233	Psi (Abs)	Volume: 8174.775 m3
Temperature:	20.0	C	

$$Q_{Medidor} = 8,174.775 \text{ SCMH} = 6.93 \text{ MMSCFD} \gg Q_{M\acute{a}ximo \text{ Requerido}} = 5,152.04 \text{ SCMH} = 4.37 \text{ MMSCFD}$$

**Caso III)**

Ahora para las condiciones de mínimo flujo a la mínima presión de medición y  $T= 18^{\circ}\text{C}$ .  $80.0 \text{ ACMH @ } 49.78 \text{ Psi}$ , el medidor tendrá un  $Q_{min}$  de:

Flowing Conditions...			
Pressure:	49.78	Psi	Elevation: 29 m
Temperature:	18.0	C	
Volume:	80	m3	

Standard/Base Conditions...			
<input checked="" type="checkbox"/> Use Current Base Pressure & Temperature Values			
Pressure:	14.2233	Psi (Abs)	Volume: 367.752 m3
Temperature:	20.0	C	

$$Q_{Medidor} = 367.752 \text{ SCMH} = 0.31 \text{ MMSCFD} \ll Q_{M\acute{i}nimo \text{ Requerido}} = 2,230.78 \text{ SCMH} = 1.89 \text{ MMSCFD}$$

**Caso IV)**

Ahora para las condiciones de mínimo flujo a la máxima presión de entrada y  $T= 18^{\circ}\text{C}$ .  $80.0 \text{ ACMH @ } 4.00 \text{ kg/cm}^2 = 56.89 \text{ Psi}$ , el medidor tendrá un  $Q_{min}$  de:



$$Q_{\text{Medidor}} = 406.739 \text{ SCMH} = 0.34 \text{ MMSCFD} \ll M_{\text{m\u00ednimo Requerido}} = 2,230.78 \text{ SCMH} = 1.89 \text{ MMSCFD}$$

Se concluye que el medidor seleccionado cubre el rango de medici\u00f3n requerido por el proyecto objeto del presente estudio.

### ➤ CALCULO DE ESPESORES DE TUBER\u00cdAS

- a) C\u00e1lculo del espesor para la tuber\u00eda de 6" de \u0394 Nominal, para la Secci\u00f3n de alta presi\u00f3n y el tren de Suministro de gas natural hacia el \u00e1rea de cogeneraci\u00f3n.

El espesor m\u00ednimo de pared del tubo calcula de acuerdo a la NOM-007-SECRE-2010, Transporte de gas natural, de acuerdo a la siguiente f\u00f3rmula:

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

D\u00f3nde:

- t → Espesor m\u00ednimo de la tuber\u00eda
- P → Presi\u00f3n manom\u00e9trica de dise\u00f1o en KPa
- D → Di\u00e1metro exterior de la tuber\u00eda en mil\u00edmetros
- S → Resistencia m\u00ednima a la cadencia (RMC) en KPa
- F → Factor de dise\u00f1o por densidad de poblaci\u00f3n
- E → Factor de eficiencia de la junta longitudinal de la tuber\u00eda
- T → Factor de correcci\u00f3n por temperatura del gas.
- T → 1 si la temperatura del gas es  $\leq 393^\circ \text{ K}$

Utilizando tuber\u00eda de acero al carb\u00f3n sin costura especificaci\u00f3n ASTM A 53 Grado B de norma ASME B 31.8.

Obtenemos el valor de la resistencia mec\u00e1nica m\u00ednima de la tuber\u00eda.

$$S = 35,000 \text{ Psi} = 241,316.5 \text{ KPa}$$

Utilizando la presi\u00f3n de dise\u00f1o de 35.0 kg/cm<sup>2</sup> (497.82 psig) a la entrada a la estaci\u00f3n, tenemos que:



Design Factors...	Value...
Class Location: Class 4	
Location Exceptions: Fabricated assemblies	0.400
Longitudinal Joint: ASTM A53 - Seamless	1.000
Operating Temperature: 250 F (121 C) or less	1.000
<b>Overall Design Factor:</b>	<b>0.400</b>

De acuerdo al cálculo anterior **se requiere** que la tubería de **6" de Ø** tenga un **espesor mínimo de 0.118 pulgadas**. A este espesor se le suma un 30% por corrosión y un 15% por defectos en la fabricación de la tubería dándonos un **espesor requerido** de 0.176.

El espesor que tiene la tubería reportado de acuerdo al tipo de cédula en base al extracto de las normas ANSI B36.10 Y B36.19 condensado en al Apéndice B del Manual Técnico CRANE "Flow of Fluid".

Se utilizará tubería sin costura **ASTM A 53 Grado B cedula 40 de 6" de Ø nominal** que tiene un espesor de **0.280"** sobrepasando al espesor mínimo requerido.

**b) Cálculo del espesor para la tubería de 8" de Ø Nominal, para la sección de baja presión en el tren de suministro a calderas.**

El espesor mínimo de pared del tubo calcula de acuerdo a la NOM-007-SECRE-2010, Transporte de gas natural, de acuerdo a la siguiente fórmula:

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

Dónde:

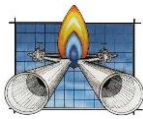
- t → Espesor mínimo de la tubería
- P → Presión manométrica de diseño en KPa
- D → Diámetro exterior de la tubería en milímetros
- S → Resistencia mínima a la cadencia (RMC) en KPa
- F → Factor de diseño por densidad de población
- E → Factor de eficiencia de la junta longitudinal de la tubería
- T → Factor de corrección por temperatura del gas.
- T → 1 si la temperatura del gas es  $\leq 393^{\circ}$  K

Utilizando tubería de acero al carbón sin costura especificación ASTM A53 Grado B de norma ASME B 31.8.

Obtenemos el valor de la resistencia mecánica mínima de la tubería.

$$S = 35,000 \text{ Psi} = 241,316.5 \text{ KPa}$$

Utilizando la presión de diseño de 35.0 kg/cm<sup>2</sup> (497.82 psig) a la entrada a la estación, tenemos que:



Calculation Method:	
ANSI/ASME B31.8.841.11 - 2007	
Pipe Data...	
Outside Diameter:	85-STD Inches i SMYS: 35000 Psi
Wall Thickness:	0.153 Inches Pressure: 497.82 Psi
Design Factors...	
Class Location:	Class 4 Value...
Location Exceptions:	Fabricated assemblies 0.400
Longitudinal Joint:	ASTM A53 - Seamless 1.000
Operating Temperature:	250 F (121 C) or less 1.000
Overall Design Factor: 0.400	

De acuerdo al cálculo anterior **se requiere** que la tubería de **8" de Ø** tenga un **espesor mínimo de 0.153 pulgadas**. A este espesor se le suma un 30% por corrosión y un 15% por defectos en la fabricación de la tubería dándonos un **espesor requerido** de 0.229.

El espesor que tiene la tubería reportado de acuerdo al tipo de cédula en base al extracto de las normas ANSI B36.10 Y B36.19 condensado en al Apéndice B del Manual Técnico CRANE "Flow of Fluid".

Se utilizará tubería sin costura **ASTM A 53 Grado B cedula 40 de 8" de Ø nominal** que tiene un espesor de **0.322"** sobrepasando al espesor mínimo requerido.

**c) Cálculo del espesor para la tubería de 4" de Ø Nominal, para la sección destinada para la válvula de alivio de presión.**

El espesor mínimo de pared del tubo calcula de acuerdo a la NOM-007-SECRE-2010, Transporte de gas natural, de acuerdo a la siguiente fórmula:

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

Dónde:

- t → Espesor mínimo de la tubería
- P → Presión manométrica de diseño en KPa
- D → Diámetro exterior de la tubería en milímetros
- S → Resistencia mínima a la cadencia (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 → 1 si la temperatura del gas es  $\leq 393^\circ$  K

Utilizando tubería de acero al carbón sin costura especificación ASTM A53 Grado B de norma ASME B 31.8.

Obtenemos el valor de la resistencia mecánica mínima de la tubería.

$$S = 35,000 \text{ Psi} = 241,316.5 \text{ KPa}$$

Utilizando la presión de diseño de 35.0 kg/cm<sup>2</sup> (497.82 psig) a la entrada a la estación, tenemos que:



Steel Pipe Design Formula...

Calculation Method: ANSI/ASME B31.8.841.11 - 2007

Pipe Data...

Outside Diameter: 45-STD Inches i SMYS: 35000 Psi

Wall Thickness: 0.011 Inches Pressure: 68.27 Psi

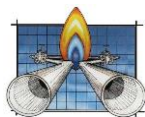
Design Factors...

Design Factor	Value
Class Location: Class 4	
Location Exceptions: Fabricated assemblies	0.400
Longitudinal Joint: ASTM A53 - Seamless	1.000
Operating Temperature: 250 F (121 C) or less	1.000
<b>Overall Design Factor:</b>	<b>0.400</b>

De acuerdo al cálculo anterior **se requiere** que la tubería de 4" de Ø tenga un **espesor mínimo de 0.011 pulgadas**. A este espesor se le suma un 30% por corrosión y un 15% por defectos en la fabricación de la tubería dándonos un **espesor requerido** de 0.016.

El espesor que tiene la tubería reportado de acuerdo al tipo de cédula en base al extracto de las normas ANSI B36.10 Y B36.19 condensado en al Apéndice B del Manual Técnico CRANE "Flow of Fluid".

Se utilizará tubería sin costura **ASTM A 53 Grado B cedula 40 de 4" de Ø nominal** que tiene un espesor de **0.237"** sobrepasando al espesor mínimo requerido.



**V.3 Incluir las hojas de datos de seguridad (MSDS) de las sustancias y/o materiales peligrosos involucrados, de acuerdo a la NOM-114-STPS-1994, "Sistema para la identificación y comunicación de riesgos por sustancias químicas en los centros de trabajo" (formato Anexo No. 2), de aquellas sustancias consideradas peligrosas que presenten alguna característica CRETIB.**

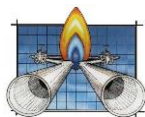
La sustancia química peligrosa involucrada en la etapa de operación del proyecto, es el Gas Natural, por lo que a continuación se describen algunas de las características de esta sustancia.

**Nombre:** Gas Natural - Gas Metano,  
**Familia química:** Hidrocarburo parafínico,  
**Peso molecular:** 16,042,  
**Estado físico, color y olor:** Gas incoloro, inodoro e insípido,  
**Punto de fusión (760 mm Hg):** - 182,50 °C,  
**Punto de ebullición (760 mm Hg):** - 161,50 °C,  
**Temperatura crítica:** - 82,50°C,  
**Calor específico:** 1,308 Kcal/Kg,  
**Calor de fusión:** 14 Kcal/Kg,  
**Calor de vaporización:** 122 Kcal/Kg,  
**Presión crítica:** 45,8 atm,  
**Densidad crítica:** 0,162,  
**Densidad del vapor (760 mm Hg):** 0,554,  
**Densidad específica (aire= 1):** 0,68,  
**Temperatura de auto ignición:** Entre 5 370 y 6 510°C  
**Volumen crítico:** 0,098 m<sup>3</sup>/Kg/mol,  
**Solubilidad en agua:** 0,4 – 20 microgramos/100 cm<sup>3</sup>,  
**Punto de inflamación:** 5 370 °C,  
**Límite inferior de explosividad:** 5 % gas en el aire,  
**Límite superior de explosividad:** 15 % gas en el aire,  
**M<sup>3</sup> de aire para quemar 1 m<sup>3</sup> gas:** 9,53.

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

Es una mezcla de hidrocarburos ligeros, compuesto principalmente de metano, etano, propano, butanos y pentanos; además de lo anterior, cuenta con otros componentes tales como el CO<sub>2</sub>, el helio, el sulfuro de hidrógeno y el nitrógeno, su composición nunca es constante, sin embargo, se puede decir que su componente principal es el metano (mínimo 90%). Posee una estructura de hidrocarburo simple, compuesto por un átomo de carbono y cuatro de hidrógeno (CH<sub>4</sub>). Cabe mencionar, que el metano es altamente inflamable, se quema fácilmente y emite muy poca contaminación. Por lo anterior el Gas Natural no es ni corrosivo ni tóxico, su temperatura de combustión es elevada y posee un estrecho intervalo de inflamabilidad, lo que hace de él un combustible fósil seguro en comparación con otras fuentes de energía; es más ligero que el aire y a pesar de sus altos niveles de inflamabilidad y explosividad las fugas o emisiones se disipan rápidamente en las capas superiores de la atmósfera, dificultando la formación de mezclas explosivas en el aire. Esta característica permite su preferencia y explica su uso cada vez más generalizado en instalaciones domésticas e industriales y como carburante en motores de combustión interna. Además presenta además ventajas ecológicas, ya que al quemarse produce bajos índices de contaminación, en comparación con otros combustibles.

Así mismo el gas natural, es un asfixiante simple que no tiene propiedades peligrosas inherentes, ni presenta efectos tóxicos específicos, pero que actúa como excluyente del oxígeno para los pulmones. El



efecto de los gases asfixiantes simples es proporcional al grado en que disminuye el oxígeno en el aire que se respira; por lo que en altas concentraciones puede producir asfixia.

Ver Anexo 5 HDS del Gas Natural.

#### V.4 Condiciones de operación.

##### V.4.1 Describir las condiciones de operación del ducto (flujo, temperaturas y presiones de diseño y operación), así como el estado físico de la(s) sustancia(s) transportada(s).

La sustancia manejada en las tuberías de conducción será el Gas Natural, el cual se transportará en estado gaseoso, desde la interconexión con la Estación de Regulación y Medición (ERM) existente del Sector Campo Tamaulipas – Constituciones, hasta suministrar al socio comercial de la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V..

A continuación se muestran los datos de operación del sistema para transporte de gas natural (Ver Tabla V.4.1.1).

Tabla V.4.1.1 Condiciones de operación del sistema para transporte.

<b>Longitud</b>	3 359 m
<b>Diámetro</b>	8"
<b>Material</b>	Acero al Carbón
<b>Profundidad</b>	1,5 m
<b>Presión máxima de trabajo</b>	18 kg/cm <sup>2</sup>
<b>Presión mínima de trabajo</b>	17 kg/cm <sup>2</sup>
<b>Temperatura</b>	18°C

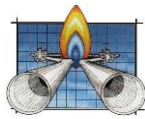
#### Condiciones Generales de Operación y Mantenimiento

Los manuales de operación y mantenimiento son preparados de acuerdo con los códigos aplicables, estándares como API, ASME B31.8, en base a la parte 192 del título 49 del Código Federal de Regulaciones de los Estados Unidos de América, las leyes y regulaciones mexicanas han sido base para el diseño del sistema para transporte de gas natural propiedad de la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.. Estos manuales estarán disponibles desde el primer año de operación del sistema para transporte de gas natural. Serán revisados anualmente y modificados y corregidos con base a los principios de ingeniería y experiencia. El conocimiento del sistema permitirá en el futuro, mejorar consideraciones y condiciones de operación en el sistema, avances tecnológicos serán también considerados para su aplicación.

#### 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.

### **Responsabilidad con el gasoducto de interconexión o tuberías adyacentes.**

Procedimientos que son establecidos en conjunto con otras tuberías adyacentes o el punto donde se interconectara el sistema para transporte, para aislarlos del peligro y/o para mantenerlos en servicio en caso de emergencia.

### **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, lo anterior en el Manifiesto de Impacto Ambiental generado para este proyecto.

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.

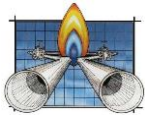
### **Detección de fugas.**

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 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 estaciones de medición y regulación 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 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.

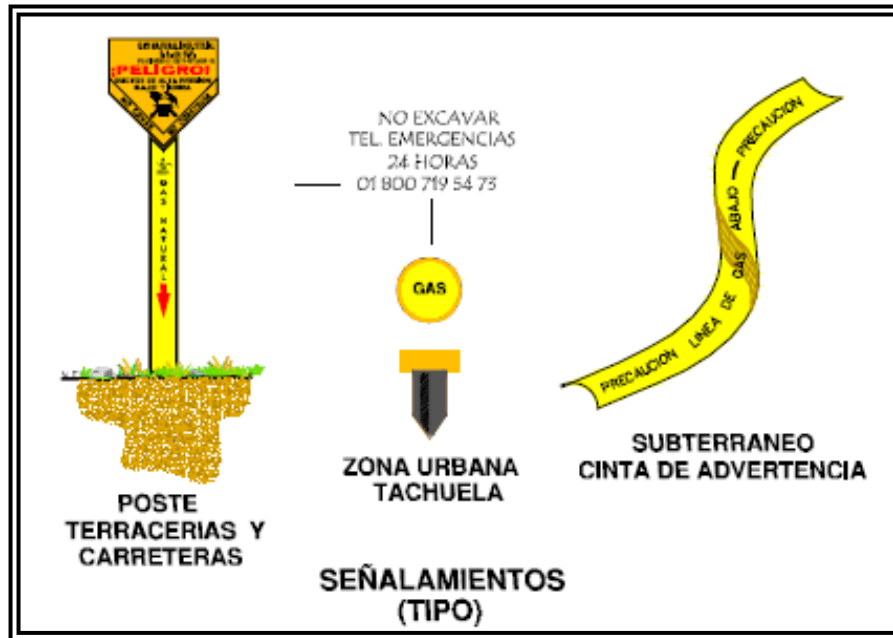
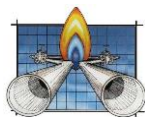


Figura V.4.1.1 Letreros de señalización a instalar en el derecho de vía del sistema para transporte de gas natural.

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.

Para el funcionamiento del sistema para transporte de gas natural de la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., no se requieren recursos o materia auxiliar para sus actividades de operación, no genera residuos, ni emisiones contaminantes a la atmósfera y el balance de agua es cero.

### **V.4.2 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 para transporte.

La obligatoriedad de la realización de verificaciones a cumplimientos de la normatividad que aplica a las redes de transporte de gas natural, emana del título de permiso con que cuenta el distribuidor otorgado por la Comisión Reguladora de Energía. En dicho título se obliga al distribuidor 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.

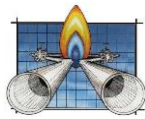
Durante la construcción del gasoducto, la verificación abarca la vigilancia de los requisitos estipulados en el diseño, el cumplimiento de profundidades, cruces especiales, y radiografiado de la red, principalmente, y la realización de todas las pruebas que las propias normas aplicables estipulan en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

### **V.4.3 Describir las características de la instrumentación y control.**

La instrumentación requerida para la operación del gasoducto principal, estará conformada por las válvulas de corte automáticas instaladas en las Estaciones de Regulación (a construir) y las cuales suministrarán de gas natural a la presión requerida del sistema para transporte de gas natural en cuestión, aunado a esto en toda la trayectoria del sistema para transporte de gas natural se instalarán válvulas de corte como medidas de seguridad en caso de suscitarse alguna emergencia, dicha infraestructura se indica a continuación.

### **Funciones Principales de la Estación de Regulación y Medición (ERM).**

- Recepción de gas proveniente del gasoducto de nuestro proveedor de una manera confiable y segura.
- Medición del caudal del gas de la manera requerida y precisa para fines de facturación.



- 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.

**La Estación de Regulación y Medición de gas natural (ERM), cuenta con los siguientes elementos principales:**

- Dos filtros coalescentes verticales marca Filterfab de 6" de Ø modelo C6-740F con elemento filtrante 2035K907 con capacidad de flujo máximo de 611 MSCFH = 17,301.59 SCMH @ 600 Psig (42.18 Kg/cm<sup>2</sup>).
- Válvula de control de flujo tipo globo de 6" de Ø ANSI 600 para el sistema de control de flujo.
- Válvula de corte automático 6" de Ø en ANSI 600 bridada Tipo RF las cuales cortaran el flujo por alta y baja presión.
- Tren de regulación para alta presión en dos etapas



## CAPÍTULO VI. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS.

### VI.1 Antecedentes de accidentes e incidentes ocurridos en ductos similares.

En el manejo y operación de gasoductos utilizados para la conducción de gas natural, se propone una metodología de análisis de riesgo operativo, debido a los daños causados por fallas mecánicas y debido a terceras partes originadas por la extracción descontrolada de gas natural en tomas no autorizadas (tomas clandestinas), en los ductos de conducción de gas natural de las diferentes compañías abastecedoras de gas y principalmente, en ductos a cargo de PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA (PGPB).

De los estudios y análisis realizados por dependencias con gran experiencia dentro del ramo (tal es el caso de PEMEX), se concluye que el factor de riesgo con mayor probabilidad de ocurrencia en gasoductos, es debido principalmente por daños de terceras partes, seguido de los daños por corrosión.

En años recientes, algunas causas fundamentales del incremento de accidentes en los gasoductos de PEMEX han sido, la inadecuada evaluación de los mismos y la falta de gestión para erradicar esta problemática, adicionalmente no hay una base de datos histórica de accidentes en ductos de transporte de hidrocarburos disponible de manera oficial en el país, estas circunstancias repercuten negativamente en la funcionalidad de los ductos en México.

**Fuente: Estudio del Riesgo en Ductos de transporte de gasolina y diesel en México.  
Instituto Politécnico Nacional.**

Como datos históricos, se presenta a continuación la descripción de casos ocurridos en México, relacionados con fugas de gas natural en gasoductos en diferentes partes del país.

#### Explosión en gasoducto en San Pedro Garza García, Nuevo León.

Una explosión e incendio en una tubería de gas natural en una construcción cercana a la zona comercial y hotelera en el municipio de San Pedro Garza García movilizó a elementos de Protección Civil, Bomberos de Nuevo León y unidades de las cruces Roja y Verde.

El incendio se originó luego de una fuga de agua la que reblandeció la tierra, lo que ocasionó la caída de un poste de energía eléctrica sobre un ducto de gas de 12 pulgadas, debido a esto se produjo la conflagración.

El incendio se originó alrededor de las 10:00 horas, a causa del rompimiento de la tubería de gas, lo que ocasionó la explosión e incendio sobre la lateral de la avenida Lázaro Cárdenas y Diego Rivera, en el citado municipio, sin que se presenten personas lesionadas.





**Foto VI.1.1** Daños generados por la explosión.

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 paraestatal, precisó que el incendio se presentó en el gasoducto de 16"Ø Cinco Presidentes, del complejo procesador de gas La Venta, a la altura de la carretera vecinal a Villa La Venta, en el municipio referido.

La explosión, fue ocasionada por el **golpe de una retroexcavadora** de la empresa privada FIRESA.

Como consecuencia de este hecho, resultaron lesionados tres trabajadores de la compañía privada, de los cuales en un principio uno de ellos permanecía desaparecido, pero fue hallado sin mayores consecuencias.

Así mismo, confirmó que una retroexcavadora, una motocicleta y un vehículo resultaron quemados como consecuencia de la explosión.

Por otra parte, personal de operación de pozos e instalaciones de Petróleos Mexicanos (PEMEX) procedió a bloquear las válvulas de seccionamiento La Venta 80 y Margen Derecha del Río Chicozapote, y a suspender el bombeo de las Baterías de Separación Cinco Presidentes 1, 2 y Rodador, indicó la empresa petrolera.

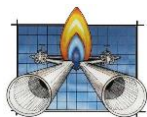
Protección Civil evacuó a personas cercanas al lugar de la explosión para trasladarlas a un lugar seguro. El incendio fue controlado totalmente antes del mediodía.

Por separado, autoridades locales de Huimanguillo informaron antes que la paraestatal que el accidente fue causado por una retroexcavadora que realizaba trabajos en el lugar, y que los heridos fueron trasladados por una ambulancia de servicios comunitarios a una clínica de dicho municipio colindante con Veracruz.

El flamazo dañó aproximadamente 80 m<sup>2</sup> de pastizales y como medida preventiva Pemex acordonó el sitio donde se registró la conflagración, en un operativo en que participaron militares y personal de Seguridad Física de Pemex, Protección Civil y Tránsito Municipal.



**Foto VI.1.2** Chorro de fuego a causa de la fuga de gas natural en el municipio de Huimanguillo, Tabasco.



Fuente: [La Crónica.com.mx](http://LaCrónica.com.mx). 07 de Abril del 2013

*Fuga de Gas e incendio en el municipio de Zapotlanejo, Jalisco.*

La fuga de gas natural fue ocasionada por el golpe de una retroexcavadora de la empresa Cobra Construcciones, que realizaba trabajos en el área, sin el permiso de Pemex, indicó la paraestatal en un comunicado emitido posterior al evento.

El funcionario precisó que a poco más de 24 horas del incidente, el riesgo comenzó a ceder, ya que la presión de salida de gas bajó de 36 kg/cm<sup>2</sup> a 10 kg/cm<sup>2</sup>, mientras que el tamaño de la flama pasó de 30 metros de altura a 4 m.

El incidente, ocurrió alrededor de las 18:30 horas, pero el flamazo se dio a las 23:00 horas. Un bombero y un empleado de la compañía Infraestructura Carretera quedaron con heridas leves.

Luego del estallido, las autoridades evacuaron la comunidad de Corralillos y cerraron la autopista México-Morelia, a la altura del kilómetro 461. Los evacuados fueron llevados a la Casa de la Cultura del municipio de Zapotlanejo.

En tanto, Pemex informó que personal especializado atendió el incendio ocasionado por la ruptura del ducto de 14"Ø (35 cm).

Pemex anunció que el abasto de combustible estuvo garantizado en todo momento, ya que solo se suspendió el flujo en el tramo Abasolo-Guadalajara, mientras que continuó en operación otro gasoducto que va de Cactus, Chiapas, a Abasolo, Guanajuato, ya que la única terminal de distribución de Pemex-Gas afectada fue la de Guadalajara, pero ésta cuenta con suficiente producto almacenado para cumplir con su programa de distribución.



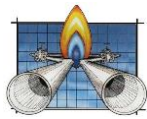
**Fotos VI.1.3 y VI.1.4** Incendio en el municipio de Zapotlanejo, Jalisco, debido a una fuga de gas natural.

Fuente: [CNN México](http://CNN México). 19 de Octubre del 2012.

*Explosión en Gasoductos de PEMEX, en el municipio de Pedro Escobedo, Estado de Querétaro.*

Seis trabajadores de PEMEX resultaron heridos al ocurrir una explosión mientras trabajaban controlando la fuga de un gasoducto en el municipio de Pedro Escobedo.

La fuga fue detectada a la altura de la comunidad Las Postas, en un ducto de 14"Ø correspondiente al tramo Cactus-Guadalajara, tras un percance ocasionado por una retroexcavadora que operaba en el lugar instalando equipo de riego.



Unos 200 pobladores de la localidad fueron evacuados y concentrados en un albergue habilitado en el auditorio municipal de Pedro Escobedo, además de que fueron cerradas las Válvulas de Seccionamiento (V.S.), que permiten la circulación del gas por ese tramo y personal del sector Ductos de Salamanca y de Petroquímica acudieron a efectuar las reparaciones necesarias, según informó la paraestatal.

Dos días después se reportó la situación bajo control y la gente volvió a sus actividades normales. Sin embargo, más tarde un grupo de trabajadores permanecía efectuando tareas para concluir con la reparación del gasoducto, cuando se produjo el flamazo, aparentemente por un error de los mismos técnicos.

En un comunicado, Pemex confirmó que ya no existe riesgo para la población de la zona según los monitoreos efectuados, pero adjudicó a una falta de seguridad y errores de protocolo el percance ocurrido a los trabajadores.

**Fuente: [Proceso.com.mx](http://Proceso.com.mx). 28 de Marzo del 2013.**

#### *Fuga de Gas Natural en Gasoductos de PEMEX, en el Estado de Veracruz.*

Petróleos Mexicanos (PEMEX) informó que a las 2:00 a.m. del día 10 de Septiembre del 2007, el sistema SCADA detectó una pérdida de presión inusual en seis puntos de diferentes ductos en el estado de Veracruz ocasionados por actos premeditados, por lo que de inmediato suspendió el suministro de gas natural en dichas líneas. La baja de presión fue ocasionada por explosiones en los siguientes puntos:

1. Válvula de Seccionamiento (V.S.), del gasoducto de cuarenta y ocho pulgadas de diámetro (48"Φ), que coincide con Gas Natural de Cactus - San Fernando, a la altura del municipio La Antigua, sin que se presentara incendio. Sin embargo, por motivos de seguridad, Protección Civil estatal realizó la evacuación de los habitantes que se encontraban cerca del evento,
2. Válvula de Seccionamiento (V.S.), en el mismo gasoducto de 48"Φ, a la altura del Río Actopan, en el cual se registró un incendio,
3. Trampa de diablos del gasoducto de 48"Φ, Cempoala - Santa Ana, a la altura de Delicias, Tlaxcala., en la cual no se presentó incendio,
4. Válvula de Seccionamiento (V.S.), en el gasoducto de 30"Φ, de Minatitlán Veracruz - México D.F. y en el ducto de 24"Φ Cactus, Chiapas – Guadalajara, Jalisco.
5. Válvula de Seccionamiento (V.S.), en el mismo gasoducto de 30" (Minatitlán, Veracruz – México, D.F.), además del ducto de 24"Φ (Cactus – Guadalajara), poliducto de 12"Φ y oleoducto de 24"Φ en el Municipio La Balastrea, donde se presentaron incendios debidos a las fugas.
6. Cruce aéreo Algodonera en el gasoducto de 30"Φ, Minatitlán – México, D.F., poliducto de 12"Φ y Oleoducto de 30"Φ, en los cuales se presentó incendio.

Sin embargo, cabe mencionar que cada una de las situaciones de emergencia fue controlada oportunamente por personal de la paraestatal, además de protección civil estatal y municipal.

**Fuente: [Frente de Trabajadores de la Energía de México](#).  
[FTE México Energía](#).**

#### *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.



De acuerdo con los primeros reportes generados, una de las máquinas que son utilizadas para la construcción de un puente peatonal, ubicado sobre la avenida Central, rompió uno de los ductos que conducen gas natural, propiedad y administrado por la empresa MAXIGAS, así lo indicó el gobierno municipal de Ecatepec, estado de México.

Para evitar riesgos mayores las autoridades cerraron la circulación de la avenida Central frente al centro comercial Las Américas.

Al lugar acudieron de inmediato elementos del cuerpo de bomberos y Protección Civil, así como de la policía estatal y municipal para tratar de reparar la fuga en uno de los tubos de conducción del gas natural.

**Fuente: Periódico El Universal, 06 de Septiembre del 2011**

#### *Fuga en Gasoducto ubicado en el Distrito Federal.*

El día 10 de Mayo del 2009, elementos del Cuerpo de Bomberos controlaron una fuga de gas natural que se presentó en el perímetro de la colonia CTM Culhuacán sección V, la cual provocó alerta entre los vecinos del lugar.

Reportes de Secretaría de Seguridad Pública del Distrito Federal (SSPDF) indican que los hechos tuvieron lugar en la zona que se ubica sobre la avenida Santa Ana, casi al cruce con Rosa María Sequeira, en la referida colonia de la delegación Coyoacán.

Fueron vecinos y peatones los que reportaron un olor a gas en la zona, por lo que al sitio se movilizaron bomberos y personal de Protección Civil, quienes ubicaron una fisura en un tubo alimentador de gas natural de 4"Φ.

La zona fue acordonada por la policía capitalina mientras se trabajaba para sellar el tubo de gas fracturado. La circulación vehicular se mantuvo abierta y sólo se restringió el paso en el carril de extrema derecha de Santa Ana, con dirección a la Escuela Naval Militar.

Reportes de la Secretaría de Protección Civil capitalina indicaron que como medida preventiva se desalojó a 65 personas de un edificio habitacional cercano y de un plantel de nivel preescolar.

La fuga fue controlada y no se reportaron intoxicaciones ni personas afectadas.

**Fuente: Noticias Terra TV, 11 de Mayo del 2009.**

#### *Fuga en gasoducto propiedad de PEMEX en el municipio de Las Choapas, Veracruz.*

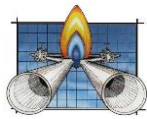
El 21 de Octubre del 2011, personal activo de Pemex Exploración y Producción (PEP), controló una fuga de gas natural que se presentó en el gasoducto de 6" Φ que va de la Estación de Compresoras El Plan, a la Batería Los Soldados, ubicado en el kilómetro 3 dentro del municipio de Las Choapas, Veracruz.

Personal de Mantenimiento a Ductos del Sector Operativo El Plan, procedió a bloquear las válvulas, dejando la línea fuera de operación, y realizar la reparación correspondiente, así como la restauración del área afectada.

Asimismo, personal de Seguridad Física acordonó el lugar en coordinación con personal militar de la Base de Operación El Plan, como medida preventiva.

PEMEX Exploración y Producción realizó el análisis de integridad mecánica para determinar la causa del incidente, y declaró que no hubo lesiones en el lugar ni afectaciones por intoxicación.

**Fuente: Periódico Excelsior, 22 de Octubre del 2011.**



*Fuga en gasoducto propiedad de PEMEX en el municipio de San Pedro de las Colonias, Coahuila.*

El día 25 de Enero del 2011, personal especializado de Petróleos Mexicanos (PEMEX) controló una fuga de gas natural detectada en el kilómetro 283+007 del gasoducto de 18"Φ Monterrey, N. L. - Chávez, Coahuila ubicado en las inmediaciones del municipio de Francisco I. Madero, Coahuila.

Al tenerse conocimiento de los hechos, de inmediato los técnicos de la paraestatal procedieron a sacar de operación el gasoducto para realizar los movimientos operativos e iniciar los trabajos de reparación del ducto. Personal del Sector Torreón de PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB), en coordinación con autoridades de Protección Civil, Bomberos y la Dirección de Seguridad Pública de San Pedro de las Colonias, trabajaron conjuntamente para la atención, control y erradicación del incidente.

Como medida preventiva, se determinó necesaria la evacuación de dos empresas maquiladoras, además de dos instituciones educativas de nivel medio superior y superior.

**Fuente: Periódico El Universal, 26 de Enero del 2011.**

*Fuga en gasoducto propiedad de PEMEX en la ciudad de Pachuca, Hidalgo.*

El 30 de Noviembre del 2010, Petróleos Mexicanos (PEMEX) puso bajo control una fuga de gas natural que se había registrado en un gasoducto de 6"Φ en el tramo que corre de Ranchería - Minera Autlán en el kilómetro 39, dentro del municipio de Villas de Tezontepec en el estado de Hidalgo.

A través del área de comunicación social de la paraestatal, se informó que la fuga fue ocasionada por un acto vandálico y pudo ser detectada durante los trabajos de control que realiza PGPB.

Explicó que la perforación en el ducto y artefactos se dio durante los trabajos que realizaron personas ajenas a la dependencia para la instalación de una toma clandestina. Como medida de seguridad se suspendió de manera momentánea la operación del ducto afectado.

A fin de evitar algún riesgo a la población, se bloquearon las válvulas de bombeo y se disminuyó la presión del fluido para proceder a su reparación. Se destacó la importancia de mantener la vigilancia en la red nacional de ductos a cargo del personal de seguridad de PEMEX-PGPB.

**Fuente: Periódico Vanguardia, 01 de Diciembre del 2010.**

*Fuga en gasoducto propiedad de PEMEX en Cosamaloapan, Veracruz.*

El 24 de Agosto del 2011 se generó una fuga de gas natural en los pozos de PEMEX que atraviesan el ejido Fernando López Arias, ubicado a 15 km de la cabecera municipal de Cosamaloapan, Veracruz.

La fuga se originó en la tarde del Miércoles 24 de Agosto, en una válvula en el Pozo de PEMEX denominado "CEHUALACA", Protección Civil Municipal recibió el reporte de parte de habitantes que se encontraban muy alarmados, también se informó a Protección Civil del Estado, para que se tomaran las medidas conducentes con dicha paraestatal, ya que el objetivo fundamental de Protección Civil es la salvaguarda de la integridad física de la población, de su patrimonio y el entorno ambiental

Al lugar de la fuga, se presentó el Coordinador regional de protección civil, la unidad Municipal de Protección Civil Cosamaloapan, acudiendo posteriormente personal de PEMEX-PGPB encargado de Producción de Campo Alquimia.



La fuga de gas, se controló por la mañana del jueves siguiente, realizando el personal de PEMEX-PGPB los trabajos de cierre de ductos y mantenimiento pertinentes.

Fuente: Periódico Vanguardia.

## **VI.2 Identificar los puntos probables de riesgo, empleando metodologías específicas cuyos alcances y profundidad de identificación sean similares.**

Los Estudios de Riesgo Ambiental (ERA), involucran principalmente tres grandes temas; la identificación de los riesgos, la probabilidad de ocurrencia de accidentes o eventos y el análisis de consecuencias.

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

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

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

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

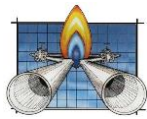
Para la identificación de los riesgos involucrados con el transporte de gas natural, se analizarán las condiciones de operación tanto de los gasoductos involucrados como de sus instalaciones superficiales, mediante los diagramas de tubería e instrumentación del sistema para transporte de gas natural, así como las memorias técnico - descriptivas de cada una de las instalaciones mencionadas.

En base al análisis de falla, se identificarán aquellos puntos vulnerables donde exista mayor probabilidad de riesgo de que ocurra un evento no deseado, los cuales estarán dados principalmente por tuberías, filtros, válvulas, medidores de flujo, uniones y equipos de regulación, los cuales son instrumentos expuestos a fallas por rotura o por simple defecto de fabricación, además de que el riesgo aumenta si éstos no son conservados debidamente por la deficiente aplicación del programa de mantenimiento y la supervisión constante de los mismos, sin descartar fallas por el factor humano, vandalismo o actividades antropogénicas.

Así mismo, se identificaron todos aquellos puntos importantes por donde se proyecta el sistema para transporte de gas natural, el cual quedará alojado dentro de carreteras Estatales y caminos agrícolas, por lo que se pondrá especial atención en la zona debido a la existencia de vegetación natural e inducida, así como por los asentamientos humanos rurales existentes en el área de influencia del proyecto.

Aunado a lo anterior, se identificaron aquellos puntos importantes donde la presencia de algún evento no deseado, como una explosión o un incendio en el sistema para transporte, puedan afectar a instalaciones de alto riesgo, en las que se manejen sustancias peligrosas, ya que en caso de ocurrir una fuga de gas natural que entre en contacto con una fuente de ignición, puede llegar a ocasionar un chorro de fuego que afecte a dichas instalaciones, y que por las características de inflamabilidad de las sustancias que en ellas se maneje, el evento pueda desencadenar un evento mayor, con mayores repercusiones a la infraestructura de la zona y daños al medio ambiente.

Una vez identificados los riesgos presentes en la operación del sistema para transporte de gas natural, se evalúa la probabilidad de ocurrencia de accidentes o eventos relacionados con dichos riesgos, en base a datos históricos ocurridos en condiciones semejantes de operación, así como en base a las



recomendaciones de falla del fabricante de los instrumentos de medición, control y regulación, para así determinar cuantitativamente la probabilidad de que ocurran accidentes en el trayecto del sistema para transporte, mismos que puedan afectar a la población circundante y al medio ambiente, principalmente.

Al definir la probabilidad de ocurrencia de accidentes de una forma analítica y objetiva, aplicando métodos cualitativa y cuantitativamente, se determina el análisis de las consecuencias y los resultados que se pueden obtener en caso de ocurrir un evento catastrófico en la operación del gasoducto, lo cual se realiza, empleando las metodologías específicas para obtener las consecuencias de los eventos lo más objetivo posible, tal es el caso del Análisis HAZOP y Árbol de Fallas, mismos que se describen más adelante.

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

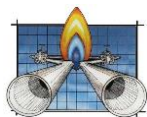
### **VI.2.1 Análisis HAZOP**

El método Hazop (**HAZ**ard and **OP**erability “Riesgo y Operabilidad”) o análisis de Riesgo y de Operabilidad se concentra en una metodología mediante un enfoque sistemático para identificar tanto riesgos como problemas de operabilidad, más del 80% de las recomendaciones del estudio son problemas de operabilidad y no problemas de riesgo. Aunque la identificación de riesgos es el tema principal, los problemas de operabilidad se examinan, ya que tienen el potencial de producir riesgos en los procesos, que resulten en violaciones ambientales y/o laborales o tener un impacto negativo en la productividad.

El análisis de operación y riesgo Hazop, es el método más amplio y reconocido para realizar un análisis de riesgo en procesos industriales. El análisis HAZOP, es un estudio que identifica cada desviación posible de un diseño, de una operación o de una afectación cualquiera, además de todas las posibles causas y consecuencias que pueden ocurrir en las condiciones más adversas para el proceso, siendo así, éste sirve para identificar problemas de seguridad y mejorar la operabilidad de una instalación industrial.

El carácter sistemático del análisis, se realiza con un examen basado en la aplicación sucesiva de una serie de palabras guía, que tienen por objeto proporcionar una estructura de razonamiento, capaz de facilitar la identificación de desviaciones ocasionadas por múltiples causas, para determinar la flexibilidad de las respuestas a afectaciones por errores humanos, fallas de materiales y causas externas a la red, principalmente. De la misma forma se efectúa el análisis para la parte operativa del proceso comprendiendo el control, el mantenimiento y la supervisión del mismo. Cada vez que una desviación razonable es identificada, se analizan sus causas, consecuencias y posibles acciones correctivas, plasmándose en un registro ordenado de los datos y resultados.

El proceso del Hazop involucra aplicar de una manera sistemática, todas las combinaciones relevantes de palabras claves, al proyecto bajo estudio, en un esfuerzo de descubrir los problemas potenciales. Los resultados se registran, en un formato de tabla o matriz con encabezados principales, identificados por palabras guía.



A continuación se mencionan las palabras utilizadas en la metodología Hazop.

*Palabras Claves.*

- Flujo,
- Reacción,
- Reducción,
- Adición,
- Reducción,
- Temperatura,
- Prueba,
- Nivel,
- Mantenimiento,
- Mezclado.
- Viscosidad,
- Muestreo,
- Presión,
- Instrumentación,
- Nivel,
- Corrosión/erosión,
- Composición,
- Separación,

*Palabras Operacionales.*

- Aislamiento,
- Inspección,
- Drenaje,
- Mantenimiento,
- Ventilación,
- Arranque,
- Purgado,
- Paro.

*Palabras Secundarias.*

Cuando las palabras secundarias se combinan con las primarias, sugieren desviaciones o problemas potenciales. Un listado estándar de las palabras utilizadas se menciona a continuación:

Desviación	Descripción
No	Negación del intento de diseño.
Más	Incremento cuantitativo.
Menos	Decremento cuantitativo.
Además de	Incremento cualitativo.
Parte de	Decremento cualitativo.
Reversa	Opuesto lógico del intento.
Otro que	Sustitución completa.

El presente Estudio de Riesgo Ambiental (ERA), contempla los riesgos en el Área de Influencia (AI) del sistema para transporte de gas natural, al socio comercial que es donde tendrá incidencia el sistema para transporte de gas natural, así como a aquellos puntos en los que las instalaciones representen un alto riesgo de incendio.

La selección de los nodos a considerar para la evaluación de riesgos en la operación del sistema para transporte de gas natural propiedad de la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., fue realizada a través de una evaluación de los puntos que representan mayor riesgo a la población por su densidad en el área, en aquellos puntos medulares que ponen en riesgo al sistema y que pueden causar afectaciones a infraestructura urbana.

Para cada uno de los nodos se incluye:

- Las consideraciones de cada escenario,
- Tabla resumen del escenario, eventos, radios de afectación, radiación térmica, sobrepresiones, chorro horizontal y sus respectivas figuras,



- Efectos sobre la población e infraestructura existente en la Zona de Amortiguamiento (ZA) y Zona de Alto Riesgo (ZAR),

Relación de Escenarios determinados para la realización del análisis de riesgos:

1. Rotura diametral del gasoducto de 8" D.N. en acero al carbón a la salida de la Estación de Medición (EM) en las coordenadas 22° 27' 53,06" Latitud Norte y 97° 59' 11,62" Longitud oeste,
2. Rotura diametral del gasoducto de 8" D.N. en acero al carbón en las coordenadas 22° 27' 25,92" Latitud Norte y 97° 58' 53,16" Longitud Oeste,
3. Rotura diametral del gasoducto de 8" D.N. en acero al carbón a la entrada de la Estación de Regulación y Medición "Dynasol" en las coordenadas 22° 26' 51,71" Latitud Norte y 97° 58' 15,56" Longitud Oeste.

**Ver Anexo 4.** Planos del proyecto.

### **VI.2.2. Evaluación y Jerarquización de Riesgos y descripción general de la técnica utilizada**

Para seleccionar la metodología a emplear en el presente Estudio de Riesgo Ambiental (ERA), se definió el nivel de riesgo (0, 1, 2 ó 3) requerido, obteniéndose un nivel de riesgo 0, para ductos terrestres.

La técnica utilizada para identificar los riesgos en las áreas operativas se describe a continuación:

#### **▪ Método Análisis de Riesgo y de Operabilidad de los Procesos (HAZOP)**

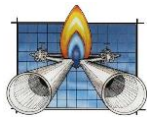
La metodología HAZOP es una técnica cualitativa para la identificación de riesgos. El método involucra, la investigación de desviaciones de procesos o equipos, realizado por un grupo de individuos con experiencia en las diferentes áreas tales como; ingeniería, producción, mantenimiento, química y seguridad. Se identifican tanto riesgos como problemas de operabilidad, más del 80% de las recomendaciones del estudio son problemas de operabilidad y no precisamente, problemas de riesgo, estos problemas se deben examinar, ya que tienen el potencial de producir riesgos en los procesos, que resulten en violaciones ambientales y/o laborales o tener un impacto negativo en la productividad.

El procedimiento HAZOP, involucra tener una descripción y documentación completa de la planta o proceso a realizar (en este caso un gasoducto), y sistemáticamente cuestionar cada parte, para identificar como se pueden producir desviaciones del intento de diseño. Una vez identificados, se hace una evaluación, para determinar si tales desviaciones y sus consecuencias, pueden tener un efecto negativo en la seguridad y operación eficiente del gasoducto.

El HAZOP aporta recomendaciones de seguridad adicionales a la revisión de sistemas y equipos, además permite identificar acciones críticas y debe ser una lista en forma evaluar o recomendar acciones para remediar la situación. Los resultados tabulados de tabla que contenga los hallazgos del equipo los cuales incluyen la identificación de los riesgos del proceso, los problemas operativos, las causas, las consecuencias, las salvaguardas y las recomendaciones.

**Ver Anexo 5.** HAZOP.

#### **▪ Evaluación y Jerarquización de Riesgo**



Como resultado de los análisis realizados en base a las memorias técnico descriptivas y diagramas de instrumentación de la Estación de Medición (E.M), de la Estación de Regulación y Medición (ERM) y gasoductos del sistema para transporte, se tomaron en cuenta aquellos sucesos donde estuvieran involucrados los eventos similares ocurridos en otras zonas donde se realizará la instalación del proyecto, por lo que se tomaron en cuenta los accesorios tales como: válvulas, medidores, bridas, reguladores y tuberías de conducción, para la determinación de las desviaciones, causas y consecuencias de eventos producidos por fallas mecánicas o de operabilidad. Para establecer las probabilidades de que se presenten las desviaciones establecidas en cada uno de los nodos, se empleó el método Árbol de Fallas, mediante el software FaultrEASE, Arthur D'Little, versión 2.0, metodología que se describe en el siguiente punto. Así mismo con literatura especializada como: Loss Prevention in the Process Industries. Frank P. Less, second edition, volume I, II y III.

▪ **Árbol de Fallas.**

El Árbol de Fallas es una herramienta empleada para el análisis de cómo pueden llegar a ocurrir y de las posibles interrelaciones entre los eventos. Se trata de un proceso deductivo que permite determinar cómo puede tener lugar un suceso en particular apoyando en la cuantificación de los riesgos involucrados.

El árbol de fallas descompone un accidente en sus elementos contribuyentes, ya sean éstos, fallas humanas o de equipos del proceso y sucesos externos, principalmente.

El resultado es una representación lógica en la que aparecen cadenas de sucesos capaces de generar un suceso culminante que ocupa la cúspide del árbol.

De manera sistemática y lógica se representan las combinaciones de las situaciones que pueden dar lugar a la producción del "evento a evitar", conformando niveles sucesivos de tal manera que cada suceso esté generado a partir de sucesos del nivel inferior, siendo el nexo de unión entre niveles la existencia de "operadores o puertas lógicas (OR y AND)".

El árbol se desarrolla en sus distintas ramas hasta alcanzar una serie de "sucesos básicos", denominados así porque no precisan de otros anteriores a ellos para ser explicados. También alguna rama puede terminar por alcanzar un "suceso no desarrollado" en otros, sea por falta de información o por la poca utilidad de analizar las causas que lo producen.

La metodología empleada consiste en representar cada interrelación con un símbolo del álgebra de Boole. Si para la ocurrencia de un evento se requiere que dos o más condiciones se cumplan simultáneamente, utilizamos el símbolo "AND" y si para la ocurrencia sólo se requiere que una de dos o más condiciones se cumpla, usamos la compuerta "OR". Multiplicando y/o sumando todas las probabilidades de los eventos contribuyentes unidos mediante una misma compuerta "AND" o "OR", se obtiene la probabilidad del evento del siguiente nivel jerárquico.

En este caso de analizar los modos y efectos de fallas del gasoducto, se utilizan modelos de fallas de componentes y se analizan sus efectos potenciales a partir de parámetros disponibles en información bibliográfica especializada, para cada tipo de fallas.

El árbol de fallas es un diagrama lógico que muestra las interrelaciones entre el evento no deseado en un sistema (efecto) y las razones para el evento (causas). Las razones pueden ser condiciones ambientales o eventos normales que se espera que ocurran en la vida del sistema y fallas de componentes específicos. Así, un árbol de fallas construido coherentemente muestra las diferentes combinaciones de fallas y otros eventos los cuales pueden guiar a un evento no deseado.

Como primer paso en la evaluación cuantitativa de los riesgos en gasoductos, se estima las frecuencias de ocurrencia expresadas en eventos por año. Para tal fin se tomará en cuenta las características de extensión del sistema para transporte de gas natural propiedad de la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V..



**Tubería a instalar en el sistema para transporte de gas natural**

Tubería	Longitud (m)
Acero al Carbón de 8"Ø	3 359

Conforme datos publicados en: Stewart, R. M. 1971, Hazard Analysis—A Quantitative Approach to Safety, Less, F.P. 1980, Loss Prevention in the Process Industries, la frecuencia de falla en una tubería de acero al carbón es de  $0,93 \times 10^{-3}$  km/año.

Así mismo, conforme a datos publicados en: Reliability Technology Op., manifiestan que una fuga por causas externas para tuberías en acero al carbón, tiene una frecuencia de  $2,5 \times 10^{-3}$  km/año.

Las frecuencias estimadas por distintos autores están determinadas con soportes matemáticos de bancos de información seleccionados por éstos y aplicados a estadística inferencial. Así el inverso de estos valores expresa el tiempo que puede transcurrir entre un evento y otro en un mismo sistema.

**Probabilidades de una deflagración por fuga en tuberías**

Material	Longitud (km)	Frecuencias de falla por km/año	Eventos por año
Tubería en acero al carbón	3,35	$9,3 \times 10^{-4}$	0,00311

Para la determinación de la cifra anterior derivada de la aplicación del análisis de árbol de fallas, se consideró que los eventos están influenciados por dos aspectos: Que sólo el 30% de las fugas presentadas en el sistema alcanza a tener ignición y sólo el 30% no es localizada antes de esta ignición.

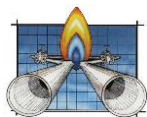
Los valores de frecuencia de ocurrencia utilizados tienen fundamento en la estadística inferencial, pero la mejor fuente de información de eventos ocurridos en un sistema para transporte de gas natural, serán los que la empresa contiene en sus propias estadísticas, dado que la construcción del presente sistema para transporte de gas natural aún no ha entrado en operación, no se cuenta con las mismas.

Lo anterior no permite establecer un valor de probabilidad de ocurrencia fundamentado en el comportamiento de eventos de fuga del propio sistema para transporte, por lo que nos referiremos a estadísticas citadas en publicaciones especializadas en la actividad.

**Probabilidades de un evento por causas externas**

Material	Longitud (km)	Frecuencias de falla por km/año	Eventos por año
Tubería en acero al carbón	3,35	$2,5 \times 10^{-3}$	0,00837

De la información anterior es fácil resumir que las probabilidades de ocurrencia de eventos en el sistema son notoriamente superiores y por afectaciones de terceros, por lo que la empresa debe concentrar esfuerzos en vigilar la posible afectación por trabajos de personas ajenas a la encargada de la seguridad del sistema para transporte de gas natural.



### Probabilidad de ocurrencia en la tubería

Para la determinación del valor de probabilidad en la tubería se recurrirá a un árbol de fallas, que contenga los elementos de mayor ponderación al riesgo, determinados en el análisis HAZOP.

Mediante la asignación de probabilidades de cada evento que pueda tener participación en el riesgo, la probabilidad de su ocurrencia puede ser calculada. Una vez procesados los datos se obtiene la probabilidad de ocurrencia de un evento final. Las probabilidades pueden ser clasificadas de varias formas, como se muestran en la siguiente tabla.

### Valor de probabilidad de ocurrencia de fallas en Estaciones de Regulación.

Nivel	Probabilidad	Descripción	Comportamiento individual de falla
A	$10^{-1}$	Frecuente	Ocurre frecuentemente
B	$10^{-2}$	Probable	Ocurre varias veces
C	$10^{-3}$	Ocasional	Ocurre algunas veces
D	$10^{-4}$	Remoto	No ocurre pero es posible que ocurra
E	$10^{-5}$	Improbable	Difícil que ocurra no existen experiencias

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

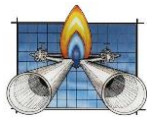
Una vez elaborado el árbol de fallas para cada riesgo determinado, se pueden dar las asignaciones de probabilidad de ocurrencia a cada falla que participe en distintos eventos que conformen su posible desarrollo.

El riesgo a analizar bajo esta metodología es el de incendio en las trayectorias de los gasoductos que conforman el sistema para transporte, generando una explosión, según las características de la nube que pudiera ser formada en cuanto a su dispersión y a la existencia de una fuente de ignición en la zona, por lo tanto la probabilidad de su ocurrencia se rige por una compuerta AND, ya que el incendio sólo podrá generarse con la combinación de una fuga de gas natural y la existencia de una fuente de ignición.

La generación de una fuga en la tubería del sistema para transporte podrá darse a raíz de tres causas: falta o falla de mantenimiento, situación que puede originar la pérdida de integridad de alguno de los componentes, por una posible sobrepresión que cause una falla en la hermeticidad de los componentes de la instalación o equipo y por fallas en las medidas de seguridad física del mismo sistema, que podría facilitar el vandalismo o accidentes provocados por terceras personas.

Cada uno de estos posibles eventos es analizado en capas inferiores determinando combinaciones de sucesos que llevan a compuertas AND y OR dando un valor final a la probabilidad de su ocurrencia.

La presencia de la fuente de ignición se analiza a partir de tres eventos independientes y por lo tanto se aplica una compuerta OR, y son: la posibilidad de una chispa generada por un acto inseguro de los trabajadores de la empresa encargada de la operación y mantenimiento, al estar realizando actividades con equipo eléctrico, corte y soldadura, principalmente. Otra de las causas que se considera es un incendio externo que puede ser originado por terceras personas o incendio de hierba seca o basura en las temporadas de sequía y temperaturas altas, así como la posibilidad de una fuente de ignición generada por fenómenos meteorológicos (rayo).



Una vez desarrollado el análisis cualitativo se asignan los valores de probabilidad de ocurrencia, basándose en la estimación de que sucedan, sustentándose en la experiencia de eventos ocurridos durante la vida útil del proyecto, en la propia experiencia del personal que opera y mantiene una instalación y en el conocimiento de sucesos ocurridos en sistemas para transporte de gas natural o distribución similares. Lo anterior utilizando los valores de probabilidad sugeridos por el Instituto de Ingenieros Eléctricos del Reino Unido en el año 2004, para la determinación de probabilidades de ocurrencia de falla en circuitos eléctricos, utilizando la metodología FTA.

En el diagrama del análisis de árbol de fallas (FTA), se muestran las interrelaciones de posibles eventos y el valor de la estimación de sus probabilidades.

Los árboles de fallas se presentan en el **Anexo 8**, en donde se puede observar cada una de las probabilidades calculadas para el riesgo de fuga que en caso de encontrar una fuente de ignición desencadenaría un incendio y explosión.

### **VI.3 Determinar los radios potenciales de afectación.**

#### **VI.3.1 Justificación de los modelos de simulación.**

Por la naturaleza de las actividades que realiza la empresa, se tienen riesgos potenciales en todas las secciones y componentes que constituyen el sistema para transporte. En todo el sistema existen una serie de uniones, accesorios y equipos que pueden llegar a fallar bajo determinadas circunstancias y dado que están sometidas a presión interna positiva, en caso de fallas la emisión del gas natural a la atmósfera es inmediata.

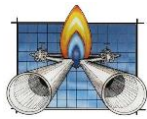
Una fuga procedente de las tuberías, equipos y accesorios, deriva en el traslado de una masa de gas a través de la atmósfera en forma de una nube limitada geoméricamente o de una pluma gaseosa, con un punto de escape y una masa extendida en la dirección del viento y con la distribución de distintas concentraciones en su interior.

Ambas formas de emisión, están sometidas a un grado creciente de dilución en el aire que hace que las concentraciones en la nube o en la pluma vayan disminuyendo conforme transcurre el tiempo y se alejan del punto de emisión. El grado de dilución depende de varios factores siendo los más relevantes la cantidad de material emitida, la densidad de la nube de gas, la estabilidad de la atmósfera y la altura del punto de emisión.

La evaluación de los riesgos a través de los escenarios más probables junto a la simulación de los eventos máximos definidos con el software SCRI Modelos Versión 4.4 y SCRI Fuego Versión 1.4, permite determinar las áreas potencialmente vulnerables, de tal manera que se generen recomendaciones para evitar la ocurrencia del evento o contar con la protección adecuada en caso de que este ocurra. Para las actividades de operación y mantenimiento del sistema para transporte de gas natural, se han identificado los escenarios de riesgo potencial, los cuales involucran eventos por incendio que a su vez podrían desencadenar una explosión.

#### **Modelación de Dispersión de la pluma (Isoconcentraciones).**

El modelo de dispersión en aire usado en este análisis de riesgo, para predecir concentraciones para los peores escenarios, fue el SCRI (Modelos atmosféricos para simulación de contaminación y riesgos industriales) en su versión 4.4, este modelo tiene su concepción original en 1985 a través del sistema de información rápida de impacto ambiental "SIRIA", basándose primordialmente en técnicas metodológicas de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA).



El modelo SCRI es utilizado para predecir concentraciones puntuales de exposición de un contaminante de una fuente emisora y sirve para caracterizar otras fuentes de emisión en una instalación industrial sean puntuales, de área, o volumétricas tanto a nivel del suelo como a alturas elevadas. Se basa en análisis de velocidades de viento en conjunción con las condiciones del contaminante emitido.

El modelo de pluma Gaussiana o el Modelo para Gas Pesado son usados en este modelo para estimar las concentraciones en la dirección del viento desde la fuente, mediante la predicción de la forma en que la pluma se dispersará a las condiciones establecidas.

Además, el modelo puede tomar en cuenta factores aerodinámicos, efectos de fricción en edificios, dispersión inducida por fuerzas boyantes y precipitación gravitacional de partículas.

Esas opciones son particularmente útiles para estimar el comportamiento de la pluma en los alrededores de las estructuras de los edificios. El modelo SCRI estima concentraciones al nivel del suelo a distancias específicas alrededor de la fuente emisora. El usuario puede definir receptores en coordenadas polares o cartesianas además de lugares de recepción discretos.

### **Modelación de Explosiones (Sobrepresión).**

Para realizar las simulaciones de los efectos por sobrepresiones en los escenarios definidos para el presente estudio se utilizó el modelo SCRI Fuego (Modelos de Simulación para el análisis de consecuencias por Fuego y Explosiones) en la versión 1.4, el cual es un conjunto de herramientas, para simular en computadora; emisiones de contaminantes, fugas y derrames de productos tóxicos y daños por nubes explosivas, para estimar escenarios de afectación de emisiones continuas o instantáneas, bajo diversas condiciones meteorológicas, para estudios de riesgo e impacto ambiental, diseño de plantas e instalaciones industriales y apoyar en la capacitación y entrenamiento de personal, en el manejo de situaciones de emergencia.

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.

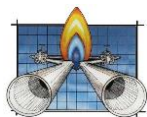
El efecto de una explosión se debe a la disipación de la energía liberada y una gran parte de la energía liberada se transforma en un incremento de presión en la atmósfera (sobrepresión explosiva).

### **Modelación de incendio.**

Este modelo calcula y proporciona los radios de la zona en donde el fuego provoca quemaduras a personas sin protección, dichos radios están dados en dos escalas que determinan quemaduras letales para el radio que delimita los 9,5 kW/m<sup>2</sup> y quemaduras de segundo grado para el radio que marca los 5 kW/m<sup>2</sup> de radiación. El modelo trabaja con los siguientes parámetros del gas natural:

- Peso molecular,
- Gravedad específica,
- Temperatura,
- Área del incendio.

El modelo asume que la velocidad del viento es insuficiente, como para mantener un área circular de fuego y que las personas expuestas no están protegidas completamente contra los efectos de la radiación térmica por el uso de cualquier ropa.



### Límites para definición de las áreas de riesgo y amortiguamiento.

Para poder definir los límites con los que se establecen los escenarios y las zonas de seguridad en el entorno de los mismos, se utilizan los criterios dados por la Dirección General de Materiales, Residuos y Actividades riesgosas del Instituto Nacional de Ecología.

En todos los escenarios definidos, los límites isopléticos para el análisis de dispersión fueron definidos para:

- Límite Superior de Explosividad (LSE) = 150 000 ppm (15%),
- Límite Inferior de Explosividad (LIE) = 50 000 ppm (5%),
- Valor propuesto para estimar las distancias a una concentración de 10 000 ppm (1%).

Mientras que para la radiación térmica y las sobrepresiones se cuenta con los siguientes valores definidos por el Instituto Nacional de Ecología de la SEMARNAT.

Inflamabilidad (radiación térmica).

- Zona de alto riesgo: 5 kW/m<sup>2</sup> (Kilowatt por metro cuadrado),
- Zona de medio riesgo: 3 kW/m<sup>2</sup>, (Kilowatt por metro cuadrado),
- Zona de bajo riesgo (amortiguamiento): 1,4 kW/m<sup>2</sup> (Kilowatt por metro cuadrado).

Explosividad (sobrepresión)

- Zona de alto riesgo: 3,0 lb/plg<sup>2</sup> (Libras por pulgada cuadrada),
- Zona de medio riesgo: 1,0 lb/plg<sup>2</sup> (Libras por pulgada cuadrada),
- Zona de bajo riesgo (amortiguamiento): 0,5 lb/plg<sup>2</sup> (Libras por pulgada cuadrada).

Una evaluación del riesgo sólo queda completa si se conocen las consecuencias de un accidente por muy eventual que sea. Por este motivo, la última etapa de una evaluación de riesgo consiste en analizar las consecuencias de un accidente potencial importante en el sistema para transporte de gas natural y su efecto en las inmediaciones de la instalación y en el medio ambiente.

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

En la práctica, el análisis de consecuencias atiende los siguientes factores:

- Término de la fuente,
- Dispersión,
- Efecto.

### **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.



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 VI.3.1.1.** 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, se generan a través de una serie de ondas expansivas, de tal forma que las ondas de mayor presión están situadas formando una circunferencia cercana al centro de la nube y las de menor presión se sitúan en circunferencias de diámetros mayores. La tabla siguiente muestra la relación entre la sobrepresión y el tipo de daño asociado

**Tabla VI.3.1.2.** 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.

### VI.3.2 Descripción de los Escenarios.

Los parámetros utilizados para realizar las simulaciones, fueron en base a lo establecido por la guía SEMARNAT, así mismo, las condiciones ambientales consideradas fueron tomadas de la Guía COMERI 144 rev 1.

**Tabla VI.3.2.1** Criterios para el análisis de consecuencias.

	TOXICIDAD (CONCENTRACIÓN)	INFLAMABILIDAD (RADIACION TERMICA)	EXPLOSIVIDAD (SOBREPRESION)
Zona de Alto Riesgo	IDLH	5 KW/m <sup>2</sup> o 1 500 BTU/Pie <sup>2</sup> h	1 psi (lb/plg <sup>2</sup> )



Zona de Amortiguamiento	TLV <sub>8</sub> o TLV <sub>15</sub>	1,4 KW/m <sup>2</sup> o 440 BTU/Pie <sup>2</sup> h	0,5 psi (lb/plg <sup>2</sup> )
-------------------------	--------------------------------------	--	--------------------------------

Tabla VI.3.2.2 Condiciones Ambientales.

Condiciones Ambientales	
Temperatura Ambiental	25°C
Humedad Relativa	50%,
Estabilidad/Viento	1,5 m/s

Los escenarios que se describen a continuación, corresponden a fugas de gas que alcanzan una fuente de ignición (JET FIRE) y sobrepresión provocada por nubes explosivas, en tramos específicos de la trayectoria del sistema para transporte de gas natural, conformada principalmente por gasoductos en polietileno de alta densidad.

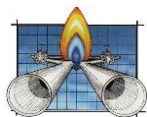
**Escenario 1. Rotura diametral al 100% y 20% del gasoducto de 8" D.N. en acero al carbón a la salida de la Estación de Medición (EM) en las coordenadas 22° 27' 53,06" Latitud Norte y 97° 59' 11,62" Longitud oeste.**

Ocurre una fuga de gas natural en el gasoducto de 8"Ø en acero al carbón que opera a una presión de 1 765,2 kPa, debido a la rotura diametral del 100% (para el evento más catastrófico) y del 20% (para el evento más probable), a causa de daños provocados por terceros (**vandalismo, terrorismo y/o afectaciones por maquinaria pesada**), lo cual provoca que se fugue el gas natural durante un periodo de tiempo hasta entrar en contacto con una fuente de ignición.

Consideraciones.

- El tiempo máximo de respuesta por parte del personal operativo para mitigar la fuga se considera de 15 minutos, debido a que el sistema para transporte de gas natural contará con un sistema de monitoreo de presión, temperatura y flujo, los cuales estarán siendo monitoreados las 24 hrs. del día por el personal encargado de la operación. Además de contar con válvulas de corte automático que bloquean el suministro de gas en caso de detectar una caída de presión en cualquier punto del sistema para transporte de gas natural.
- El gas natural que se escapa por la rotura diametral, entra en contacto con una fuente de ignición (chispa), a causa de la electricidad estática presente en el gasoducto o por la circulación de un vehículo sobre la vialidad por donde se instalará el proyecto, lo cual causa un Chorro de Fuego (Jet Fire).
- El gas inflamable que se escapa por la rotura diametral del gasoducto, forma una atmósfera explosiva la cual alcanza un punto de ignición (chispa) generado por un vehículo al transitar por la zona a los 60 segundos de concentración de la nube, originando una explosión no confinada.
- El tipo de liberación de la fuga es continuo durante los 840 segundos que dura el chorro de fuego.
- El diámetro del orificio es de 203,2 mm para la rotura del 100% y 40,64 mm para la rotura del 20%, de la tubería.

Condiciones ambientales y de operación.



- Temperatura del Gas en la tubería: 18°C,
- Velocidad del viento: 1,5 m/s,
- Humedad relativa: 50%,
- Presión del gas en la tubería: 18 kg/cm<sup>2</sup> (1 765,2 kPa)
- Altura de la fuente de emisión: 0 m.

## RESULTADOS DE SIMULACIONES

Tabla Resumen

Fuente de emisión:	Rotura de	Resultados
Chorro horizontal	100%	61,84 kg/s
Chorro horizontal	20%	2,52 kg/s

Para mayor detalle Ver Anexo 6. Resultados de las simulaciones con software SCRI.

### Concentración.

A fin de visualizar los efectos de la concentración alcanzada en la nube formada por la fuga de gas en el presente escenario, se considera que la altura de la fuga es a nivel de piso.

Una vez realizada la simulación se obtuvieron los siguientes resultados:

**Fuga de Gas Natural en el Escenario 1.** Gasoducto de 8"Ø a la salida de la Estación de Medición.

Tabla Resumen

Límite isoplético (ppm)	Máxima distancia isoplética (m) 100%	Límite isoplético (ppm)	Máxima distancia isoplética (m) 20%
10 000	238,73	1 000	64,14
50 000	35,09	5 000	0
150 000	0	15 000	0

Para mayor detalle Ver Anexo 6. Resultados de las simulaciones con software SCRI.

Una fuga en el gasoducto de 8"Ø, de las características estipuladas para el escenario, puede originar un incendio (si existiera la presencia de una fuente de ignición), causando severos daños en la infraestructura aledaña a la zona o a los propios componentes del sistema para transporte de gas natural.

Lo anterior expresa que una fuga con rotura del 100% del diámetro, no alcanzará el límite superior de explosividad, sin embargo, el límite inferior de explosividad lo alcanzará a los 35,09 m; la concentración de 10 000 ppm a 238,79 m, significan que hasta esa distancia la concentración del gas en la nube será de 1%.

Los análisis desarrollados son cálculos que suponen comportamientos ideales y sin tomar en cuenta una serie de factores mecánicos o climáticos, de la fuente de emisión, lo que lleva a tomar los resultados como aproximaciones a un comportamiento real del evento.

### Fuego y Explosión:



Una vez identificados los riesgos en un sistema, es necesario evaluar los efectos de su ocurrencia en términos de sus consecuencias hacia las personas y sus bienes materiales.

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 se sienta dolor.

La evaluación de los efectos térmicos en el escenario reporta que el gas fugado por el orificio de 203,2 mm del gasoducto de 8" de diámetro a 1 765,2 kPa de presión, en caso de encontrar una fuente de ignición tendría los siguientes radios de afectación, considerando como tiempo de exposición 60 segundos, así los resultados son la radiación a la que se expone una persona por cada minuto que permanece frente al siniestro:

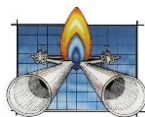
**Radios de afectación por radiación térmica en el Escenario 1.** Gasoducto de 8"Ø a la salida de la Estación de Medición

Intensidad de Radiación (kW/m <sup>2</sup> )	Distancia de los radios de afectación (Rotura del 100%)	Distancia de los radios de afectación (Rotura del 20%)
1,4	150,88 m	32,68 m
3	103,62 m	22,48 m
5	80,03 m	17,39 m

**Radios de afectación por Sobrepresión en el Escenario 1.** Gasoducto de 8"Ø a la salida de la Estación de Medición

Sobrepresión (psi)	Radios de Sobrepresión (Rotura del 100%)	Radios de Sobrepresión (Rotura del 20%)
0,5	325,24 m	111,93 m
1	191,33 m	65,84 m
3	83,82 m	28,84 m

Para mayor detalle Ver Anexo 6. Resultados de las simulaciones con software SCRI.



Chorro de Fuego al 100%.



SCRI-FUEGO

Modelos de Simulación para el Análisis de Consecuencias por Fuego y Explosiones

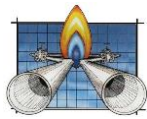
Modelo de radiación térmica por chorro de fuego (JETFIRE)

TÍTULO DE LA MODELACIÓN			
1. Escenario al 100%			
DESCRIPCIÓN			
Chorro de fuego por una fuga de gas natural provocada por la ruptura diámetral del 100% del gasoducto de 8" D.N. en acero al carbón, que opera a una presión de 18 kg/cm <sup>2</sup>			
DATOS DE LA SUSTANCIA			
Nombre	METANO (METHANE)	Sinónimos	
No. CAS	74-82-8	FIRE DAMP	
Nombre CAS	METHANE	MARSH GAS	
Nombre IUPAC	METHANE	METHYL HYDRIDE	
Familia	N-ALCANOS (N-ALKANES)	REFRIGERANT 50	
Subfamilia	()		
Fórmula	CH <sub>4</sub>		
Estructura	CH <sub>4</sub>		
PARAMETROS DE ENTRADA			
Peso molecular		16.042 kg/kmol	
Calor de combustión		50029.000 kJ/kg	
Concentración estequiométrica		9.5 %	
Temperatura de ebullición		111.7 K (-161.5 °C)	
Humedad relativa		70 %	
Temperatura ambiente		293.2 K (20.0 °C)	
CARACTERÍSTICAS DEL FUEGO			
Diámetro del orificio		0.203 m	
Presión en la tubería		1765.200 kPa	
Coefficiente de descarga		0.630	
Longitud de la flama		43.10 m	
Altura de la base del fuego		0.00 m	
Fracción de energía radiada		0.2	
Tasa de emisión de masa		61.84393 kg /s	
Clase de emisión		Flujo Sónico	
RADIACIÓN CALCULADA A DISTANCIAS ESPECÍFICAS			
Distancia a nivel de piso (m)	Distancia a fuente puntual (m)	Transmisividad	Radiación (kW/m <sup>2</sup> )
1.00	21.57	0.79	83.26
2.00	21.64	0.79	82.70
3.00	21.76	0.79	81.79
4.00	21.92	0.79	80.55
5.00	22.12	0.78	79.00
6.00	22.37	0.78	77.18
7.00	22.66	0.78	75.14
8.00	22.98	0.78	72.91
9.00	23.35	0.78	70.54
10.00	23.75	0.78	68.06
DISTANCIA CALCULADA A NIVEL DE PISO DE NIVELES DE RADIACIÓN ESPECÍFICOS			
Radiación (kW/m <sup>2</sup> )	Distancia (m)	Dosis (W/m <sup>2</sup> ) <sup>4/3</sup> s tiempo de exposición= 60.00s	Dosis (W/m <sup>2</sup> ) <sup>4/3</sup> s tiempo de duración= 300.00 s
1.40	150.88	9.40 E+05	4.70 E+06
3.00	103.62	2.60 E+06	1.30 E+07
5.00	80.03	5.13 E+06	2.56 E+07
DISTANCIA CALCULADA A NIVEL DE PISO DE DOSIS DE RADIACIÓN ESPECÍFICAS			
Dosis (W/m <sup>2</sup> ) <sup>4/3</sup> s	Distancia (m)		
9.397 E+05	270.70		
2.596 E+06	187.33		
5.130 E+06	146.10		



Ingenieria Ambiental Consultores, S.A. de C.V.

Atamira, Tamaulipas.



Chorro de Fuego al 20%.



SCRI-FUEGO

Modelos de Simulación para el Análisis de Consecuencias por Fuego y Explosiones

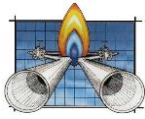
Modelo de radiación térmica por chorro de fuego (JETFIRE)

TÍTULO DE LA MODELACIÓN			
2. Escenario al 20%			
DESCRIPCIÓN			
Chorro de fuego por una fuga de gas natural provocada por la ruptura diámetro del 20% del gasoducto de 8" D.N. en acero al carbón, que opera a una presión de 18 kg/cm2			
DATOS DE LA SUSTANCIA			
Nombre	METANO (METHANE)	Sinónimos	
No. CAS	74-82-8	FIRE DAMP	
Nombre CAS	METHANE	MARSH GAS	
Nombre IUPAC	METHANE	METHYL HYDRIDE	
Familia	N-ALCANOS (N-ALKANES)	REFRIGERANT 50	
Subfamilia	()		
Fórmula	CH4		
Estructura	CH4		
PARAMETROS DE ENTRADA			
Peso molecular		16.042 kg/kmol	
Calor de combustión		50029.000 kJ/kg	
Concentración estequiométrica		9.5 %	
Temperatura de ebullición		111.7 K (-161.5 °C)	
Humedad relativa		70 %	
Temperatura ambiente		293.2 K (20.0 °C)	
CARACTERÍSTICAS DEL FUEGO			
Diámetro del orificio		0.041 m	
Presión en la tubería		1765.200 kPa	
Coefficiente de descarga		0.630	
Longitud de la flama		8.70 m	
Altura de la base del fuego		0.00 m	
Fracción de energía radiada		0.2	
Tasa de emisión de masa		2.52274 kg /s	
Clase de emisión		Flujo Sónico	
RADIACIÓN CALCULADA A DISTANCIAS ESPECÍFICAS			
Distancia a nivel de piso (m)	Distancia a fuente puntual (m)	Transmisividad	Radiación (kW/m2)
1.00	4.47	0.91	91.33
2.00	4.79	0.90	78.88
3.00	5.29	0.89	64.19
4.00	5.91	0.88	50.82
5.00	6.63	0.87	40.00
6.00	7.41	0.87	31.67
7.00	8.24	0.86	25.36
8.00	9.11	0.85	20.59
9.00	10.00	0.84	16.95
10.00	10.91	0.84	14.13
DISTANCIA CALCULADA A NIVEL DE PISO DE NIVELES DE RADIACIÓN ESPECÍFICOS			
Radiación (kW/m2)	Distancia (m)	Dosis (W/m2) <sup>4/3</sup> s tiempo de exposición= 60.00s	Dosis (W/m2) <sup>4/3</sup> s tiempo de duración= 300.00 s
1.40	32.68	9.40 E+05	4.70 E+06
3.00	22.48	2.60 E+06	1.30 E+07
5.00	17.39	5.13 E+06	2.56 E+07
DISTANCIA CALCULADA A NIVEL DE PISO DE DOSIS DE RADIACIÓN ESPECÍFICAS			
Dosis (W/m2) <sup>4/3</sup> s	Distancia (m)		
9.397 E+05	58.59		
2.596 E+06	40.56		
5.130 E+06	31.65		



Ingeniería Ambiental Consultores, S.A. de C.V.

Atamira, Tamaulipas.



**Explosión no Confinada al 100%.**



**SCRI-FUEGO**

Modelos de Simulación para el Análisis de Consecuencias por Fuego y Explosiones

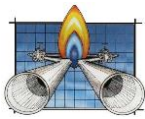
**Modelo de sobrepresión provocada por nubes explosivas**

TÍTULO DE LA MODELACIÓN					
3. Escenario al 100%					
DESCRIPCIÓN					
Explosión no confinada ocasionado por una fuga de gas natural debido a la ruptura diámetro del 100% del gasoducto de 8" D.N. en acero al carbón, que opera a una presión de 18 kg/cm2					
DATOS DE LA SUSTANCIA					
Nombre	METANO (METHANE)			Sinónimos	
No. CAS	74-82-8			FIRE DAMP	
Nombre CAS	METHANE			MARSH GAS	
Nombre IUPAC	METHANE			METHYL HYDRIDE	
Familia	N-ALCANOS (N-ALKANES)			REFRIGERANT 50	
Subfamilia	()				
Fórmula	CH4				
Estructura	CH4				
PARAMETROS DE ENTRADA					
Peso del material en la nube				3710.00 kg	
Factor de Eficiencia Explosiva				0.03	
Límite Inferior de Explosividad				5.0 %	
Límite Superior de Explosividad				15.0 %	
Calor de Combustión				50029.00 kJ/kg	
Calor de Combustión del TNT (RMP)				4680.00 kJ/kg	
Masa Equivalente en TNT				1189.79 kg	
Distancia mínima de cálculo				0.71	
Distancia máxima de cálculo				423.85	
Distancia total del cálculo				423.14	
PRESION CALCULADA A DISTANCIAS DE INTERÉS					
Distancia (m)	Presión (kPa)	Presión (psi)	Tiempo de llegada (ms)	Impulso específico (Pa-s)	Duración del impulso (ms)
5.00	5335.53	773.86	0.13	166.84	0.26
10.00	1531.72	222.16	0.42	234.63	1.42
20.00	324.16	47.02	1.52	142.12	2.04
30.00	130.82	18.97	3.20	97.63	2.69
50.00	47.84	6.94	7.54	62.39	3.70
70.00	27.22	3.95	12.43	45.98	4.18
100.00	16.05	2.33	20.09	32.79	4.70
150.00	9.36	1.36	33.19	22.16	5.35
200.00	6.52	0.95	46.63	16.78	5.84
DISTANCIAS CALCULADAS SEGÚN LAS PRESIONES DE INTERÉS					
Presión (kPa)	Presión (psi)	Distancia (m)	Tiempo de llegada (ms)	Impulso específico (Pa-s)	Duración del impulso (ms)
206.84	30.00	24.36	2.19	117.96	2.15
172.37	25.00	26.43	2.55	109.42	2.30
137.89	20.00	29.27	3.06	99.79	2.60
103.42	15.00	33.54	3.89	88.48	2.96
68.95	10.00	41.07	5.49	74.14	3.37
34.47	5.00	60.47	10.06	52.60	3.98
20.68	3.00	83.82	15.93	38.82	4.44
6.89	1.00	191.33	44.28	17.52	5.76
3.45	0.50	325.24	80.91	10.38	6.65



Ingeniería Ambiental Consultores, S.A. de C.V.

Atamira, Tamaulipas.



**Explosión no Confinada al 20%.**



**SCRI-FUEGO**

Modelos de Simulación para el Análisis de Consecuencias por Fuego y Explosiones

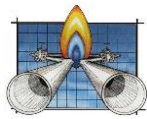
**Modelo de sobrepresión provocada por nubes explosivas**

TÍTULO DE LA MODELACIÓN					
4. Escenario al 20%					
DESCRIPCIÓN					
Explosión no confinada ocasionado por una fuga de gas natural debido a la ruptura diámetro del 20% del gasoducto de 8" D.N. en acero al carbón, que opera a una presión de 18 kg/cm <sup>2</sup>					
DATOS DE LA SUSTANCIA					
Nombre	METANO (METHANE)	Sinónimos			
No. CAS	74-82-8	FIRE DAMP			
Nombre CAS	METHANE	MARSH GAS			
Nombre IUPAC	METHANE	METHYL HYDRIDE			
Familia	N-ALCANOS (N-ALKANES)	REFRIGERANT 50			
Subfamilia	()				
Fórmula	CH <sub>4</sub>				
Estructura	CH <sub>4</sub>				
PARAMETROS DE ENTRADA					
Peso del material en la nube					151.20 kg
Factor de Eficiencia Explosiva					0.03
Límite Inferior de Explosividad					5.0 %
Límite Superior de Explosividad					15.0 %
Calor de Combustión					50029.00 kJ/kg
Calor de Combustión del TNT (RMP)					4680.00 kJ/kg
Masa Equivalente en TNT					48.49 kg
Distancia mínima de cálculo					0.25
Distancia máxima de cálculo					145.86
Distancia total del cálculo					145.62
PRESION CALCULADA A DISTANCIAS DE INTERÉS					
Distancia (m)	Presión (kPa)	Presión (psi)	Tiempo de Llegada (ms)	Impulso específico (Pa-s)	Duración del impulso (ms)
5.00	676.44	98.11	0.84	192.20	2.21
10.00	140.11	20.32	3.02	100.45	2.58
20.00	36.84	5.34	9.49	54.53	3.92
30.00	19.53	2.83	16.79	37.40	4.49
50.00	9.75	1.41	31.94	22.85	5.30
70.00	6.39	0.93	47.56	16.51	5.87
100.00	4.03	0.58	71.43	11.63	6.46
150.00					
200.00					
DISTANCIAS CALCULADAS SEGÚN LAS PRESIONES DE INTERÉS					
Presión (kPa)	Presión (psi)	Distancia (m)	Tiempo de Llegada (ms)	Impulso específico (Pa-s)	Duración del impulso (ms)
206.84	30.00	8.38	2.19	117.96	2.15
172.37	25.00	9.10	2.55	109.42	2.30
137.89	20.00	10.07	3.06	99.79	2.60
103.42	15.00	11.54	3.89	88.48	2.96
68.95	10.00	14.13	5.49	74.14	3.37
34.47	5.00	20.81	10.06	52.60	3.98
20.68	3.00	28.84	15.93	38.82	4.44
6.89	1.00	65.84	44.28	17.52	5.76
3.45	0.50	111.93	80.91	10.38	6.65



Ingeniería Ambiental Consultores, S.A. de C.V.

Altamira, Tamaulipas.



**Escenario 2. Rotura diametral al 100% y 20% del gasoducto de 8" D.N. en acero al carbón en las coordenadas 22° 27' 25,92" Latitud Norte y 97° 58' 53,16" Longitud Oeste.**

Ocurre una fuga de gas natural en el gasoducto de 8"Ø en acero al carbón que opera a una presión de 1 765,2 kPa, debido a la rotura diametral del 100% (para el evento más catastrófico) y del 20% (para el evento más probable), a causa de daños provocados por terceros (**vandalismo, terrorismo y/o afectaciones por maquinaria pesada**), lo cual provoca que se fugue el gas natural durante un periodo de tiempo hasta entrar en contacto con una fuente de ignición.

Consideraciones.

- El tiempo máximo de respuesta por parte del personal operativo para mitigar la fuga se considera de 15 minutos, debido a que el sistema para transporte de gas natural contará con un sistema de monitoreo de presión, temperatura y flujo, los cuales estarán siendo monitoreados las 24 hrs. del día por el personal encargado de la operación. Además de contar con válvulas de corte automático que bloquean el suministro de gas en caso de detectar una caída de presión en cualquier punto del sistema para transporte de gas natural.
- El gas natural que se escapa por la rotura diametral, entra en contacto con una fuente de ignición (chispa), a causa de la electricidad estática presente en el gasoducto o por la circulación de un vehículo sobre la vialidad por donde se instalará el proyecto, lo cual causa un Chorro de Fuego (Jet Fire).
- El gas inflamable que se escapa por la rotura diametral del gasoducto, forma una atmósfera explosiva la cual alcanza un punto de ignición (chispa) generado por un vehículo al transitar por la zona a los 60 segundos de concentración de la nube, originando una explosión no confinada.
- El tipo de liberación de la fuga es continuo durante los 840 segundos que dura el chorro de fuego.
- El diámetro del orificio es de 203,2 mm para la rotura del 100% y 40,64 mm para la rotura del 20%, del gasoducto.

Condiciones ambientales y de operación.

- Temperatura del Gas en la tubería: 18°C,
- Velocidad del viento: 1,5 m/s,
- Humedad relativa: 50%,
- Presión del gas en la tubería: 18 kg/cm<sup>2</sup> (1 765,2 kPa)
- Altura de la fuente de emisión: 0 m.

**RESULTADOS DE SIMULACIONES**

**Tabla Resumen**

Fuente de emisión:	Rotura de	Resultados
Chorro horizontal	100%	61,84 kg/s
Chorro horizontal	20%	2,52 kg/s

**Para mayor detalle Ver Anexo 6. Resultados de las simulaciones con software SCRI.**



### Concentración.

A fin de visualizar los efectos de la concentración alcanzada en la nube formada por la fuga de gas en el presente escenario, se considera que la altura de la fuga es a nivel de piso.

Una vez realizada la simulación se obtuvieron los siguientes resultados:

### Fuga de Gas Natural en el Escenario 2. Gasoducto de 8"Ø.

Tabla Resumen

Límite isoplético (ppm)	Máxima distancia isoplética (m) 100%	Límite isoplético (ppm)	Máxima distancia isoplética (m) 20%
10 000	238,73	1 000	64,14
50 000	35,09	5 000	0
150 000	0	15 000	0

Para mayor detalle Ver Anexo 6. Resultados de las simulaciones con software SCRI.

Una fuga en el gasoducto de 8"Ø, de las características estipuladas para el escenario, puede originar un incendio (si existiera la presencia de una fuente de ignición), causando severos daños en la infraestructura aledaña a la zona o a los propios componentes del sistema para transporte de gas natural.

Lo anterior expresa que una fuga con rotura del 100% del diámetro, no alcanzará el límite superior de explosividad, sin embargo, el límite inferior de explosividad lo alcanzará a los 35,09 m; la concentración de 10 000 ppm a 238,73 m, significan que hasta esa distancia la concentración del gas en la nube será de 1%.

Los análisis desarrollados son cálculos que suponen comportamientos ideales y sin tomar en cuenta una serie de factores mecánicos o climáticos, de la fuente de emisión, lo que lleva a tomar los resultados como aproximaciones a un comportamiento real del evento.

### Fuego y Explosión:

Una vez identificados los riesgos en un sistema, es necesario evaluar los efectos de su ocurrencia en términos de sus consecuencias hacia las personas y sus bienes materiales.

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 se sienta dolor.

La evaluación de los efectos térmicos en el escenario reporta que el gas fugado por el orificio de 203,2 mm del gasoducto de 8" de diámetro a 1 765,2 kPa de presión, en caso de encontrar una fuente de ignición tendría los siguientes radios de afectación, considerando como tiempo de exposición 60 segundos, así los resultados son la radiación a la que se expone una persona por cada minuto que permanece frente al siniestro:



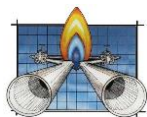
**Radios de afectación por radiación térmica en el Escenario 2. Gasoducto de 8"Ø**

Intensidad de Radiación (kW/m <sup>2</sup> )	Distancia de los radios de afectación (Rotura del 100%)	Distancia de los radios de afectación (Rotura del 20%)
1,4	150,88 m	32,68 m
3	103,62 m	22,48 m
5	80,03 m	17,39 m

**Radios de afectación por Sobrepresión en el Escenario 2. Gasoducto de 8"Ø**

Sobrepresión (psi)	Radios de Sobrepresión (Rotura del 100%)	Radios de Sobrepresión (Rotura del 20%)
0,5	325,24 m	111,93 m
1	191,33 m	65,84 m
3	83,82 m	28,84 m

Para mayor detalle Ver Anexo 6. Resultados de las simulaciones con software SCRI.



Chorro de Fuego al 100%.



SCRI-FUEGO

Modelos de Simulación para el Análisis de Consecuencias por Fuego y Explosiones

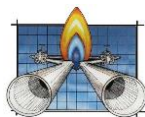
Modelo de radiación térmica por chorro de fuego (JETFIRE)

TÍTULO DE LA MODELACIÓN			
1. Escenario al 100%			
DESCRIPCIÓN			
Chorro de fuego por una fuga de gas natural provocada por la ruptura diámetro del 100% del gasoducto de 8" D.N. en acero al carbón, que opera a una presión de 18 kg/cm <sup>2</sup>			
DATOS DE LA SUSTANCIA			
Nombre	METANO (METHANE)	Sinónimos	
No. CAS	74-82-8	FIRE DAMP	
Nombre CAS	METHANE	MARSH GAS	
Nombre IUPAC	METHANE	METHYL HYDRIDE	
Familia	N-ALCANOS (N-ALKANES)	REFRIGERANT 50	
Subfamilia	()		
Fórmula	CH <sub>4</sub>		
Estructura	CH <sub>4</sub>		
PARAMETROS DE ENTRADA			
Peso molecular		16.042 kg/kmol	
Calor de combustión		50029.000 kJ/kg	
Concentración estequiométrica		9.5 %	
Temperatura de ebullición		111.7 K (-161.5 °C)	
Humedad relativa		70 %	
Temperatura ambiente		293.2 K (20.0 °C)	
CARACTERÍSTICAS DEL FUEGO			
Diámetro del orificio		0.203 m	
Presión en la tubería		1765.200 kPa	
Coefficiente de descarga		0.630	
Longitud de la flama		43.10 m	
Altura de la base del fuego		0.00 m	
Fracción de energía radiada		0.2	
Tasa de emisión de masa		61.84393 kg /s	
Clase de emisión		Flujo Sónico	
RADIACIÓN CALCULADA A DISTANCIAS ESPECÍFICAS			
Distancia a nivel de piso (m)	Distancia a fuente puntual (m)	Transmisividad	Radiación (kW/m <sup>2</sup> )
1.00	21.57	0.79	83.26
2.00	21.64	0.79	82.70
3.00	21.76	0.79	81.79
4.00	21.92	0.79	80.55
5.00	22.12	0.78	79.00
6.00	22.37	0.78	77.18
7.00	22.66	0.78	75.14
8.00	22.98	0.78	72.91
9.00	23.35	0.78	70.54
10.00	23.75	0.78	68.06
DISTANCIA CALCULADA A NIVEL DE PISO DE NIVELES DE RADIACIÓN ESPECÍFICOS			
Radiación (kW/m <sup>2</sup> )	Distancia (m)	Dosis (W/m <sup>2</sup> ) <sup>4/3</sup> s tiempo de exposición= 60.00s	Dosis (W/m <sup>2</sup> ) <sup>4/3</sup> s tiempo de duración= 300.00 s
1.40	150.88	9.40 E+05	4.70 E+06
3.00	103.62	2.60 E+06	1.30 E+07
5.00	80.03	5.13 E+06	2.56 E+07
DISTANCIA CALCULADA A NIVEL DE PISO DE DOSIS DE RADIACIÓN ESPECÍFICAS			
Dosis (W/m <sup>2</sup> ) <sup>4/3</sup> s	Distancia (m)		
9.397 E+05	270.70		
2.596 E+06	187.33		
5.130 E+06	146.10		



Ingeniería Ambiental Consultores, S.A. de C.V.

Atlix, Tamaulipas.



Chorro de Fuego al 20%.



SCRI-FUEGO

Modelos de Simulación para el Análisis de Consecuencias por Fuego y Explosiones

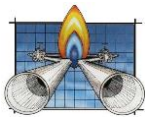
Modelo de radiación térmica por chorro de fuego (JETFIRE)

TÍTULO DE LA MODELACIÓN			
2. Escenario al 20%			
DESCRIPCIÓN			
Chorro de fuego por una fuga de gas natural provocada por la ruptura diámetro del 20% del gasoducto de 8" D.N. en acero al carbón, que opera a una presión de 18 kg/cm2			
DATOS DE LA SUSTANCIA			
Nombre	METANO (METHANE)	Sinónimos	
No. CAS	74-82-8	FIRE DAMP	
Nombre CAS	METHANE	MARSH GAS	
Nombre IUPAC	METHANE	METHYL HYDRIDE	
Familia	N-ALCANOS (N-ALKANES)	REFRIGERANT 50	
Subfamilia	()		
Fórmula	CH4		
Estructura	CH4		
PARAMETROS DE ENTRADA			
Peso molecular		16.042 kg/kmol	
Calor de combustión		50029.000 kJ/kg	
Concentración estequiométrica		9.5 %	
Temperatura de ebullición		111.7 K (-161.5 °C)	
Humedad relativa		70 %	
Temperatura ambiente		293.2 K (20.0 °C)	
CARACTERÍSTICAS DEL FUEGO			
Diámetro del orificio		0.041 m	
Presión en la tubería		1765.200 kPa	
Coefficiente de descarga		0.630	
Longitud de la flama		8.70 m	
Altura de la base del fuego		0.00 m	
Fracción de energía radiada		0.2	
Tasa de emisión de masa		2.52274 kg /s	
Clase de emisión		Flujo Sónico	
RADIACIÓN CALCULADA A DISTANCIAS ESPECÍFICAS			
Distancia a nivel de piso (m)	Distancia a fuente puntual (m)	Transmisividad	Radiación (kW/m2)
1.00	4.47	0.91	91.33
2.00	4.79	0.90	78.88
3.00	5.29	0.89	64.19
4.00	5.91	0.88	50.82
5.00	6.63	0.87	40.00
6.00	7.41	0.87	31.67
7.00	8.24	0.86	25.36
8.00	9.11	0.85	20.59
9.00	10.00	0.84	16.95
10.00	10.91	0.84	14.13
DISTANCIA CALCULADA A NIVEL DE PISO DE NIVELES DE RADIACIÓN ESPECÍFICOS			
Radiación (kW/m2)	Distancia (m)	Dosis (W/m2) <sup>4/3</sup> s tiempo de exposición= 60.00s	Dosis (W/m2) <sup>4/3</sup> s tiempo de duración= 300.00 s
1.40	32.68	9.40 E+05	4.70 E+06
3.00	22.48	2.60 E+06	1.30 E+07
5.00	17.39	5.13 E+06	2.56 E+07
DISTANCIA CALCULADA A NIVEL DE PISO DE DOSIS DE RADIACIÓN ESPECÍFICAS			
Dosis (W/m2) <sup>4/3</sup> s	Distancia (m)		
9.397 E+05	58.59		
2.596 E+06	40.56		
5.130 E+06	31.65		



Ingeniería Ambiental Consultores, S.A. de C.V.

Altamira, Tamaulipas.



**Explosión no Confinada al 100%.**



**SCRI-FUEGO**

Modelos de Simulación para el Análisis de Consecuencias por Fuego y Explosiones

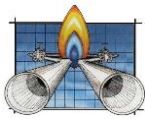
**Modelo de sobrepresión provocada por nubes explosivas**

TÍTULO DE LA MODELACIÓN					
3. Escenario al 100%					
DESCRIPCIÓN					
Explosión no confinada ocasionado por una fuga de gas natural debido a la ruptura diámetro del 100% del gasoducto de 8" D.N. en acero al carbón, que opera a una presión de 18 kg/cm2					
DATOS DE LA SUSTANCIA					
Nombre	METANO (METHANE)			Sinónimos	
No. CAS	74-82-8			FIRE DAMP	
Nombre CAS	METHANE			MARSH GAS	
Nombre IUPAC	METHANE			METHYL HYDRIDE	
Familia	N-ALCANOS (N-ALKANES)			REFRIGERANT 50	
Subfamilia	()				
Fórmula	CH4				
Estructura	CH4				
PARAMETROS DE ENTRADA					
Peso del material en la nube				3710.00 kg	
Factor de Eficiencia Explosiva				0.03	
Límite Inferior de Explosividad				5.0 %	
Límite Superior de Explosividad				15.0 %	
Calor de Combustión				50029.00 kJ/kg	
Calor de Combustión del TNT (RMP)				4680.00 kJ/kg	
Masa Equivalente en TNT				1189.79 kg	
Distancia mínima de cálculo				0.71	
Distancia máxima de cálculo				423.85	
Distancia total del cálculo				423.14	
PRESION CALCULADA A DISTANCIAS DE INTERÉS					
Distancia (m)	Presión (kPa)	Presión (psi)	Tiempo de llegada (ms)	Impulso específico (Pa-s)	Duración del impulso (ms)
5.00	5335.53	773.86	0.13	166.84	0.26
10.00	1531.72	222.16	0.42	234.63	1.42
20.00	324.16	47.02	1.52	142.12	2.04
30.00	130.82	18.97	3.20	97.63	2.69
50.00	47.84	6.94	7.54	62.39	3.70
70.00	27.22	3.95	12.43	45.98	4.18
100.00	16.05	2.33	20.09	32.79	4.70
150.00	9.36	1.36	33.19	22.16	5.35
200.00	6.52	0.95	46.63	16.78	5.84
DISTANCIAS CALCULADAS SEGÚN LAS PRESIONES DE INTERÉS					
Presión (kPa)	Presión (psi)	Distancia (m)	Tiempo de llegada (ms)	Impulso específico (Pa-s)	Duración del impulso (ms)
206.84	30.00	24.36	2.19	117.96	2.15
172.37	25.00	26.43	2.55	109.42	2.30
137.89	20.00	29.27	3.06	99.79	2.60
103.42	15.00	33.54	3.89	88.48	2.96
68.95	10.00	41.07	5.49	74.14	3.37
34.47	5.00	60.47	10.06	52.60	3.98
20.68	3.00	83.82	15.93	38.82	4.44
6.89	1.00	191.33	44.28	17.52	5.76
3.45	0.50	325.24	80.91	10.38	6.65



Ingeniería Ambiental Consultores, S.A. de C.V.

Atamira, Tamaulipas.



**Explosión no Confinada al 20%.**



**SCRI-FUEGO**

Modelos de Simulación para el Análisis de Consecuencias por Fuego y Explosiones

**Modelo de sobrepresión provocada por nubes explosivas**

TÍTULO DE LA MODELACIÓN					
4. Escenario al 20%					
DESCRIPCIÓN					
Explosión no confinada ocasionado por una fuga de gas natural debido a la ruptura diámetro del 20% del gasoducto de 8" D.N. en acero al carbón, que opera a una presión de 18 kg/cm <sup>2</sup>					
DATOS DE LA SUSTANCIA					
Nombre	METANO (METHANE)			Sinónimos	
No. CAS	74-82-8			FIRE DAMP	
Nombre CAS	METHANE			MARSH GAS	
Nombre IUPAC	METHANE			METHYL HYDRIDE	
Familia	N-ALCANOS (N-ALKANES)			REFRIGERANT 50	
Subfamilia	()				
Fórmula	CH <sub>4</sub>				
Estructura	CH <sub>4</sub>				
PARAMETROS DE ENTRADA					
Peso del material en la nube				151.20 kg	
Factor de Eficiencia Explosiva				0.03	
Límite Inferior de Explosividad				5.0 %	
Límite Superior de Explosividad				15.0 %	
Calor de Combustión				50029.00 kJ/kg	
Calor de Combustión del TNT (RMP)				4680.00 kJ/kg	
Masa Equivalente en TNT				48.49 kg	
Distancia mínima de cálculo				0.25	
Distancia máxima de cálculo				145.86	
Distancia total del cálculo				145.62	
PRESION CALCULADA A DISTANCIAS DE INTERÉS					
Distancia (m)	Presión (kPa)	Presión (psi)	Tiempo de Llegada (ms)	Impulso específico (Pa-s)	Duración del impulso (ms)
5.00	676.44	98.11	0.84	192.20	2.21
10.00	140.11	20.32	3.02	100.45	2.58
20.00	36.84	5.34	9.49	54.53	3.92
30.00	19.53	2.83	16.79	37.40	4.49
50.00	9.75	1.41	31.94	22.85	5.30
70.00	6.39	0.93	47.56	16.51	5.87
100.00	4.03	0.58	71.43	11.63	6.46
150.00					
200.00					
DISTANCIAS CALCULADAS SEGÚN LAS PRESIONES DE INTERÉS					
Presión (kPa)	Presión (psi)	Distancia (m)	Tiempo de Llegada (ms)	Impulso específico (Pa-s)	Duración del impulso (ms)
206.84	30.00	8.38	2.19	117.96	2.15
172.37	25.00	9.10	2.55	109.42	2.30
137.89	20.00	10.07	3.06	99.79	2.60
103.42	15.00	11.54	3.89	88.48	2.96
68.95	10.00	14.13	5.49	74.14	3.37
34.47	5.00	20.81	10.06	52.60	3.98
20.68	3.00	28.84	15.93	38.82	4.44
6.89	1.00	65.84	44.28	17.52	5.76
3.45	0.50	111.93	80.91	10.38	6.65



Ingeniería Ambiental Consultores, S.A. de C.V.

Altamira, Tamaulipas.



**Escenario 3. Rotura diametral al 100% y 20% del gasoducto de 8" D.N. en acero al carbón a la entrada de la Estación de Regulación y Medición "Dynasol" en las coordenadas 22° 26' 51,71" Latitud Norte y 97° 58' 15,56" Longitud Oeste.**

Ocurre una fuga de gas natural en el gasoducto de 8"Ø en acero al carbón que opera a una presión de 1 765,2 kPa, debido a la rotura diametral del 100% (para el evento más catastrófico) y del 20% (para el evento más probable), a causa de daños provocados por terceros (**vandalismo, terrorismo y/o afectaciones por maquinaria pesada**), lo cual provoca que se fugue el gas natural durante un periodo de tiempo hasta entrar en contacto con una fuente de ignición.

Consideraciones.

- El tiempo máximo de respuesta por parte del personal operativo para mitigar la fuga se considera de 15 minutos, debido a que el sistema para transporte de gas natural contará con un sistema de monitoreo de presión, temperatura y flujo, los cuales estarán siendo monitoreados las 24 hrs. del día por el personal encargado de la operación. Además de contar con válvulas de corte automático que bloquean el suministro de gas en caso de detectar una caída de presión en cualquier punto del sistema para transporte de gas natural.
- El gas natural que se escapa por la rotura diametral, entra en contacto con una fuente de ignición (chispa), a causa de la electricidad estática presente en el gasoducto o por la circulación de un vehículo sobre la vialidad por donde se instalará el proyecto, lo cual causa un Chorro de Fuego (Jet Fire).
- El gas inflamable que se escapa por la rotura diametral del gasoducto, forma una atmósfera explosiva la cual alcanza un punto de ignición (chispa) generado por un vehículo al transitar por la zona a los 60 segundos de concentración de la nube, originando una explosión no confinada.
- El tipo de liberación de la fuga es continuo durante los 840 segundos que dura el chorro de fuego.
- El diámetro del orificio es de 203,2 mm para la rotura del 100% y 40,64 mm para la rotura del 20%, del gasoducto.

Condiciones ambientales y de operación.

- Temperatura del Gas en la tubería: 18°C,
- Velocidad del viento: 1,5 m/s,
- Humedad relativa: 50%,
- Presión del gas en la tubería: 18 kg/cm<sup>2</sup> (1 765,2 kPa)
- Altura de la fuente de emisión: 0 m.

**RESULTADOS DE SIMULACIONES**

**Tabla Resumen**

Fuente de emisión:	Rotura de	Resultados
Chorro horizontal	100%	61,84 kg/s
Chorro horizontal	20%	2,52 kg/s

**Para mayor detalle Ver Anexo 6. Resultados de las simulaciones con software SCRI.**



### Concentración.

A fin de visualizar los efectos de la concentración alcanzada en la nube formada por la fuga de gas en el presente escenario, se considera que la altura de la fuga es a nivel de piso.

Una vez realizada la simulación se obtuvieron los siguientes resultados:

**Fuga de Gas Natural en el Escenario 3.** Gasoducto de 8"Ø a la entrada de la Estación de Regulación y Medición "Dynasol".

**Tabla Resumen**

Límite isoplético (ppm)	Máxima distancia isoplética (m) 100%	Límite isoplético (ppm)	Máxima distancia isoplética (m) 20%
10 000	238,73	1 000	64,14
50 000	35,09	5 000	0
150 000	0	15 000	0

**Para mayor detalle Ver Anexo 6.** Resultados de las simulaciones con software SCRI.

Una fuga en el gasoducto de 8"Ø, de las características estipuladas para el escenario, puede originar un incendio (si existiera la presencia de una fuente de ignición), causando severos daños en la infraestructura aledaña a la zona o a los propios componentes del sistema para transporte de gas natural.

Lo anterior expresa que una fuga con rotura del 100% del diámetro, no alcanzará el límite superior de explosividad, sin embargo, el límite inferior de explosividad lo alcanzará a los 35,09 m; la concentración de 10 000 ppm a 238,73 m, significan que hasta esa distancia la concentración del gas en la nube será de 1%.

Los análisis desarrollados son cálculos que suponen comportamientos ideales y sin tomar en cuenta una serie de factores mecánicos o climáticos, de la fuente de emisión, lo que lleva a tomar los resultados como aproximaciones a un comportamiento real del evento.

### Fuego y Explosión:

Una vez identificados los riesgos en un sistema, es necesario evaluar los efectos de su ocurrencia en términos de sus consecuencias hacia las personas y sus bienes materiales.

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 se sienta dolor.

La evaluación de los efectos térmicos en el escenario reporta que el gas fugado por el orificio de 203,2 mm del gasoducto de 8" de diámetro a 1 765,2 kPa de presión, en caso de encontrar una fuente de ignición tendría los siguientes radios de afectación, considerando como tiempo de exposición 60 segundos, así los resultados son la radiación a la que se expone una persona por cada minuto que permanece frente al siniestro:



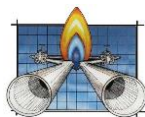
**Radios de afectación por radiación térmica en el Escenario 3.** Gasoducto de 8"Ø a la entrada de la Estación de Regulación y Medición "Dynasol"

Intensidad de Radiación (kW/m <sup>2</sup> )	Distancia de los radios de afectación (Rotura del 100%)	Distancia de los radios de afectación (Rotura del 20%)
1,4	150,88 m	32,68 m
3	103,62 m	22,48 m
5	80,03 m	17,39 m

**Radios de afectación por Sobrepresión en el Escenario 3.** Gasoducto de 8"Ø a la entrada de la Estación de Regulación y Medición "Dynasol"

Sobrepresión (psi)	Radios de Sobrepresión (Rotura del 100%)	Radios de Sobrepresión (Rotura del 20%)
0,5	325,24 m	111,93 m
1	191,33 m	65,84 m
3	83,82 m	28,84 m

Para mayor detalle Ver Anexo 6. Resultados de las simulaciones con software SCRI.



## Chorro de Fuego al 100%.



## SCRI-FUEGO

Modelos de Simulación para el Análisis de Consecuencias por Fuego y Explosiones

## Modelo de radiación térmica por chorro de fuego (JETFIRE)

TÍTULO DE LA MODELACIÓN			
1. Escenario al 100%			
DESCRIPCIÓN			
Chorro de fuego por una fuga de gas natural provocada por la ruptura diámetro del 100% del gasoducto de 8" D.N. en acero al carbón, que opera a una presión de 18 kg/cm <sup>2</sup>			
DATOS DE LA SUSTANCIA			
Nombre	METANO (METHANE)	Sinónimos	
No. CAS	74-82-8	FIRE DAMP	
Nombre CAS	METHANE	MARSH GAS	
Nombre IUPAC	METHANE	METHYL HYDRIDE	
Familia	N-ALCANOS (N-ALKANES)	REFRIGERANT 50	
Subfamilia	()		
Fórmula	CH <sub>4</sub>		
Estructura	CH <sub>4</sub>		
PARAMETROS DE ENTRADA			
Peso molecular		16.042 kg/kmol	
Calor de combustión		50029.000 kJ/kg	
Concentración estequiométrica		9.5 %	
Temperatura de ebullición		111.7 K (-161.5 °C)	
Humedad relativa		70 %	
Temperatura ambiente		293.2 K (20.0 °C)	
CARACTERÍSTICAS DEL FUEGO			
Diámetro del orificio		0.203 m	
Presión en la tubería		1765.200 kPa	
Coefficiente de descarga		0.630	
Longitud de la flama		43.10 m	
Altura de la base del fuego		0.00 m	
Fracción de energía radiada		0.2	
Tasa de emisión de masa		61.84393 kg /s	
Clase de emisión		Flujo Sónico	
RADIACIÓN CALCULADA A DISTANCIAS ESPECÍFICAS			
Distancia a nivel de piso (m)	Distancia a fuente puntual (m)	Transmisividad	Radiación (kW/m <sup>2</sup> )
1.00	21.57	0.79	83.26
2.00	21.64	0.79	82.70
3.00	21.76	0.79	81.79
4.00	21.92	0.79	80.55
5.00	22.12	0.78	79.00
6.00	22.37	0.78	77.18
7.00	22.66	0.78	75.14
8.00	22.98	0.78	72.91
9.00	23.35	0.78	70.54
10.00	23.75	0.78	68.06
DISTANCIA CALCULADA A NIVEL DE PISO DE NIVELES DE RADIACIÓN ESPECÍFICOS			
Radiación (kW/m <sup>2</sup> )	Distancia (m)	Dosis (W/m <sup>2</sup> ) <sup>4/3</sup> s tiempo de exposición= 60.00s	Dosis (W/m <sup>2</sup> ) <sup>4/3</sup> s tiempo de duración= 300.00 s
1.40	150.88	9.40 E+05	4.70 E+06
3.00	103.62	2.60 E+06	1.30 E+07
5.00	80.03	5.13 E+06	2.56 E+07
DISTANCIA CALCULADA A NIVEL DE PISO DE DOSIS DE RADIACIÓN ESPECÍFICAS			
Dosis (W/m <sup>2</sup> ) <sup>4/3</sup> s	Distancia (m)		
9.397 E+05	270.70		
2.596 E+06	187.33		
5.130 E+06	146.10		



Ingeniería Ambiental Consultores, S.A. de C.V.

Atamira, Tamaulipas.



Chorro de Fuego al 20%.



SCRI-FUEGO

Modelos de Simulación para el Análisis de Consecuencias por Fuego y Explosiones

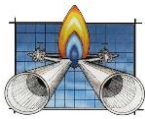
Modelo de radiación térmica por chorro de fuego (JETFIRE)

TÍTULO DE LA MODELACIÓN			
2. Escenario al 20%			
DESCRIPCIÓN			
Chorro de fuego por una fuga de gas natural provocada por la ruptura diámetro del 20% del gasoducto de 8" D.N. en acero al carbón, que opera a una presión de 18 kg/cm2			
DATOS DE LA SUSTANCIA			
Nombre	METANO (METHANE)	Sinónimos	
No. CAS	74-82-8	FIRE DAMP	
Nombre CAS	METHANE	MARSH GAS	
Nombre IUPAC	METHANE	METHYL HYDRIDE	
Familia	N-ALCANOS (N-ALKANES)	REFRIGERANT 50	
Subfamilia	()		
Fórmula	CH4		
Estructura	CH4		
PARAMETROS DE ENTRADA			
Peso molecular			16.042 kg/kmol
Calor de combustión			50029.000 kJ/kg
Concentración estequiométrica			9.5 %
Temperatura de ebullición			111.7 K (-161.5 °C)
Humedad relativa			70 %
Temperatura ambiente			293.2 K (20.0 °C)
CARACTERÍSTICAS DEL FUEGO			
Diámetro del orificio			0.041 m
Presión en la tubería			1765.200 kPa
Coefficiente de descarga			0.630
Longitud de la flama			8.70 m
Altura de la base del fuego			0.00 m
Fracción de energía radiada			0.2
Tasa de emisión de masa			2.52274 kg /s
Clase de emisión			Flujo Sónico
RADIACIÓN CALCULADA A DISTANCIAS ESPECÍFICAS			
Distancia a nivel de piso (m)	Distancia a fuente puntual (m)	Transmisividad	Radiación (kW/m2)
1.00	4.47	0.91	91.33
2.00	4.79	0.90	78.88
3.00	5.29	0.89	64.19
4.00	5.91	0.88	50.82
5.00	6.63	0.87	40.00
6.00	7.41	0.87	31.67
7.00	8.24	0.86	25.36
8.00	9.11	0.85	20.59
9.00	10.00	0.84	16.95
10.00	10.91	0.84	14.13
DISTANCIA CALCULADA A NIVEL DE PISO DE NIVELES DE RADIACIÓN ESPECÍFICOS			
Radiación (kW/m2)	Distancia (m)	Dosis (W/m2) <sup>4/3</sup> s tiempo de exposición= 60.00s	Dosis (W/m2) <sup>4/3</sup> s tiempo de duración= 300.00 s
1.40	32.68	9.40 E+05	4.70 E+06
3.00	22.48	2.60 E+06	1.30 E+07
5.00	17.39	5.13 E+06	2.56 E+07
DISTANCIA CALCULADA A NIVEL DE PISO DE DOSIS DE RADIACIÓN ESPECÍFICAS			
Dosis (W/m2) <sup>4/3</sup> s	Distancia (m)		
9.397 E+05	58.59		
2.596 E+06	40.56		
5.130 E+06	31.65		



Ingeniería Ambiental Consultores, S.A. de C.V.

Altamira, Tamaulipas.



**Explosión no Confinada al 100%.**



**SCRI-FUEGO**

Modelos de Simulación para el Análisis de Consecuencias por Fuego y Explosiones

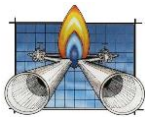
**Modelo de sobrepresión provocada por nubes explosivas**

TÍTULO DE LA MODELACIÓN					
3. Escenario al 100%					
DESCRIPCIÓN					
Explosión no confinada ocasionado por una fuga de gas natural debido a la ruptura diámetro del 100% del gasoducto de 8" D.N. en acero al carbón, que opera a una presión de 18 kg/cm <sup>2</sup>					
DATOS DE LA SUSTANCIA					
Nombre	METANO (METHANE)			Sinónimos	
No. CAS	74-82-8			FIRE DAMP	
Nombre CAS	METHANE			MARSH GAS	
Nombre IUPAC	METHANE			METHYL HYDRIDE	
Familia	N-ALCANOS (N-ALKANES)			REFRIGERANT 50	
Subfamilia	()				
Fórmula	CH <sub>4</sub>				
Estructura	CH <sub>4</sub>				
PARAMETROS DE ENTRADA					
Peso del material en la nube				3710.00 kg	
Factor de Eficiencia Explosiva				0.03	
Límite Inferior de Explosividad				5.0 %	
Límite Superior de Explosividad				15.0 %	
Calor de Combustión				50029.00 kJ/kg	
Calor de Combustión del TNT (RMP)				4680.00 kJ/kg	
Masa Equivalente en TNT				1189.79 kg	
Distancia mínima de cálculo				0.71	
Distancia máxima de cálculo				423.85	
Distancia total del cálculo				423.14	
PRESION CALCULADA A DISTANCIAS DE INTERÉS					
Distancia (m)	Presión (kPa)	Presión (psi)	Tiempo de llegada (ms)	Impulso específico (Pa-s)	Duración del impulso (ms)
5.00	5335.53	773.86	0.13	166.84	0.26
10.00	1531.72	222.16	0.42	234.63	1.42
20.00	324.16	47.02	1.52	142.12	2.04
30.00	130.82	18.97	3.20	97.63	2.69
50.00	47.84	6.94	7.54	62.39	3.70
70.00	27.22	3.95	12.43	45.98	4.18
100.00	16.05	2.33	20.09	32.79	4.70
150.00	9.36	1.36	33.19	22.16	5.35
200.00	6.52	0.95	46.63	16.78	5.84
DISTANCIAS CALCULADAS SEGÚN LAS PRESIONES DE INTERÉS					
Presión (kPa)	Presión (psi)	Distancia (m)	Tiempo de llegada (ms)	Impulso específico (Pa-s)	Duración del impulso (ms)
206.84	30.00	24.36	2.19	117.96	2.15
172.37	25.00	26.43	2.55	109.42	2.30
137.89	20.00	29.27	3.06	99.79	2.60
103.42	15.00	33.54	3.89	88.48	2.96
68.95	10.00	41.07	5.49	74.14	3.37
34.47	5.00	60.47	10.06	52.60	3.98
20.68	3.00	83.82	15.93	38.82	4.44
6.89	1.00	191.33	44.28	17.52	5.76
3.45	0.50	325.24	80.91	10.38	6.65



Ingeniería Ambiental Consultores, S.A. de C.V.

Atamira, Tamaulipas.



**Explosión no Confinada al 20%.**



**SCRI-FUEGO**

Modelos de Simulación para el Análisis de Consecuencias por Fuego y Explosiones

Modelo de sobrepresión provocada por nubes explosivas

TÍTULO DE LA MODELACIÓN					
4. Escenario al 20%					
DESCRIPCIÓN					
Explosión no confinada ocasionado por una fuga de gas natural debido a la ruptura diámetro del 20% del gasoducto de 8" D.N. en acero al carbón, que opera a una presión de 18 kg/cm <sup>2</sup>					
DATOS DE LA SUSTANCIA					
Nombre	METANO (METHANE)	Sinónimos			
No. CAS	74-82-8	FIRE DAMP			
Nombre CAS	METHANE	MARSH GAS			
Nombre IUPAC	METHANE	METHYL HYDRIDE			
Familia	N-ALCANOS (N-ALKANES)	REFRIGERANT 50			
Subfamilia	()				
Fórmula	CH <sub>4</sub>				
Estructura	CH <sub>4</sub>				
PARAMETROS DE ENTRADA					
Peso del material en la nube					151.20 kg
Factor de Eficiencia Explosiva					0.03
Límite Inferior de Explosividad					5.0 %
Límite Superior de Explosividad					15.0 %
Calor de Combustión					50029.00 kJ/kg
Calor de Combustión del TNT (RMP)					4680.00 kJ/kg
Masa Equivalente en TNT					48.49 kg
Distancia mínima de cálculo					0.25
Distancia máxima de cálculo					145.86
Distancia total del cálculo					145.62
PRESION CALCULADA A DISTANCIAS DE INTERÉS					
Distancia (m)	Presión (kPa)	Presión (psi)	Tiempo de Llegada (ms)	Impulso específico (Pa-s)	Duración del impulso (ms)
5.00	676.44	98.11	0.84	192.20	2.21
10.00	140.11	20.32	3.02	100.45	2.58
20.00	36.84	5.34	9.49	54.53	3.92
30.00	19.53	2.83	16.79	37.40	4.49
50.00	9.75	1.41	31.94	22.85	5.30
70.00	6.39	0.93	47.56	16.51	5.87
100.00	4.03	0.58	71.43	11.63	6.46
150.00					
200.00					
DISTANCIAS CALCULADAS SEGÚN LAS PRESIONES DE INTERÉS					
Presión (kPa)	Presión (psi)	Distancia (m)	Tiempo de Llegada (ms)	Impulso específico (Pa-s)	Duración del impulso (ms)
206.84	30.00	8.38	2.19	117.96	2.15
172.37	25.00	9.10	2.55	109.42	2.30
137.89	20.00	10.07	3.06	99.79	2.60
103.42	15.00	11.54	3.89	88.48	2.96
68.95	10.00	14.13	5.49	74.14	3.37
34.47	5.00	20.81	10.06	52.60	3.98
20.68	3.00	28.84	15.93	38.82	4.44
6.89	1.00	65.84	44.28	17.52	5.76
3.45	0.50	111.93	80.91	10.38	6.65



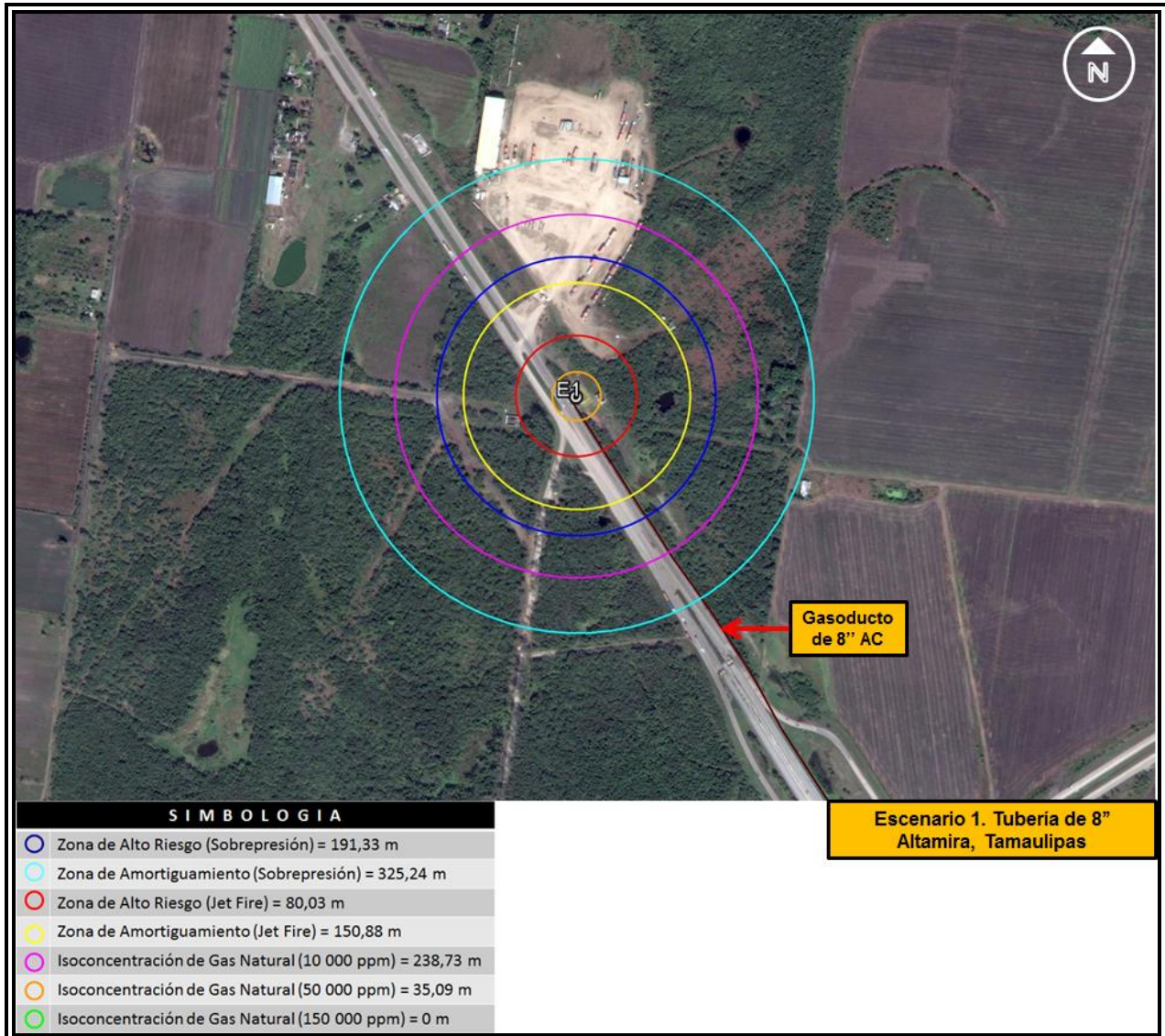
Ingeniería Ambiental Consultores, S.A. de C.V.

Altamira, Tamaulipas.



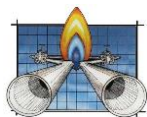
VI.4 Representar las zonas de alto riesgo y amortiguamiento donde se indiquen los puntos de interés que pudieran verse afectados (asentamientos humanos, cuerpos de agua, vías de comunicación, caminos, etc.)

ESCENARIO 1.

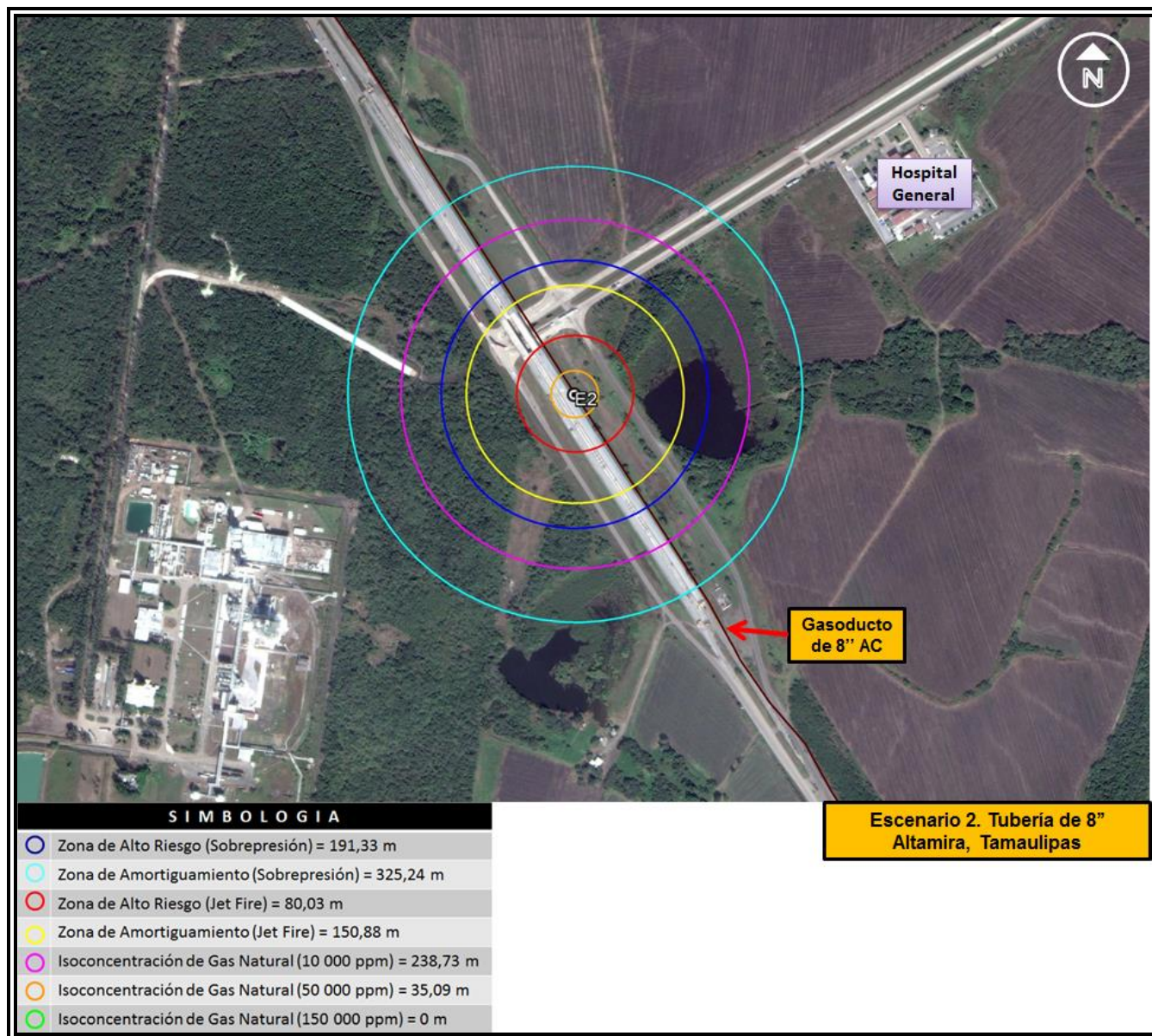


Los puntos de interés más importantes a resaltar en los alrededores de la trayectoria del gasoducto de 8" D.N., son las instalaciones de la Estación de Medición de interconexión existente, así como vehículos que transitan por la carretera Tampico – Ciudad Mante al momento que se presente un chorro de fuego o una explosión no confinada.

La interacción de los radios de afectación radica principalmente por la onda de sobrepresión de 0,5 psi, que es el radio máximo registrado por las características de la simulación, hasta los 325,24 m que es donde se considera el límite de la zona de amortiguamiento; para la zona de alto riesgo que equivale a 1 psi, se obtuvo como resultado un radio de 191,33 m de longitud, por lo cual se atenderán las medidas preventivas para minimizar el riesgo en caso de presentarse una fuga de gas natural que pueda afectar a la infraestructura existente.



### ESCENARIO 2.

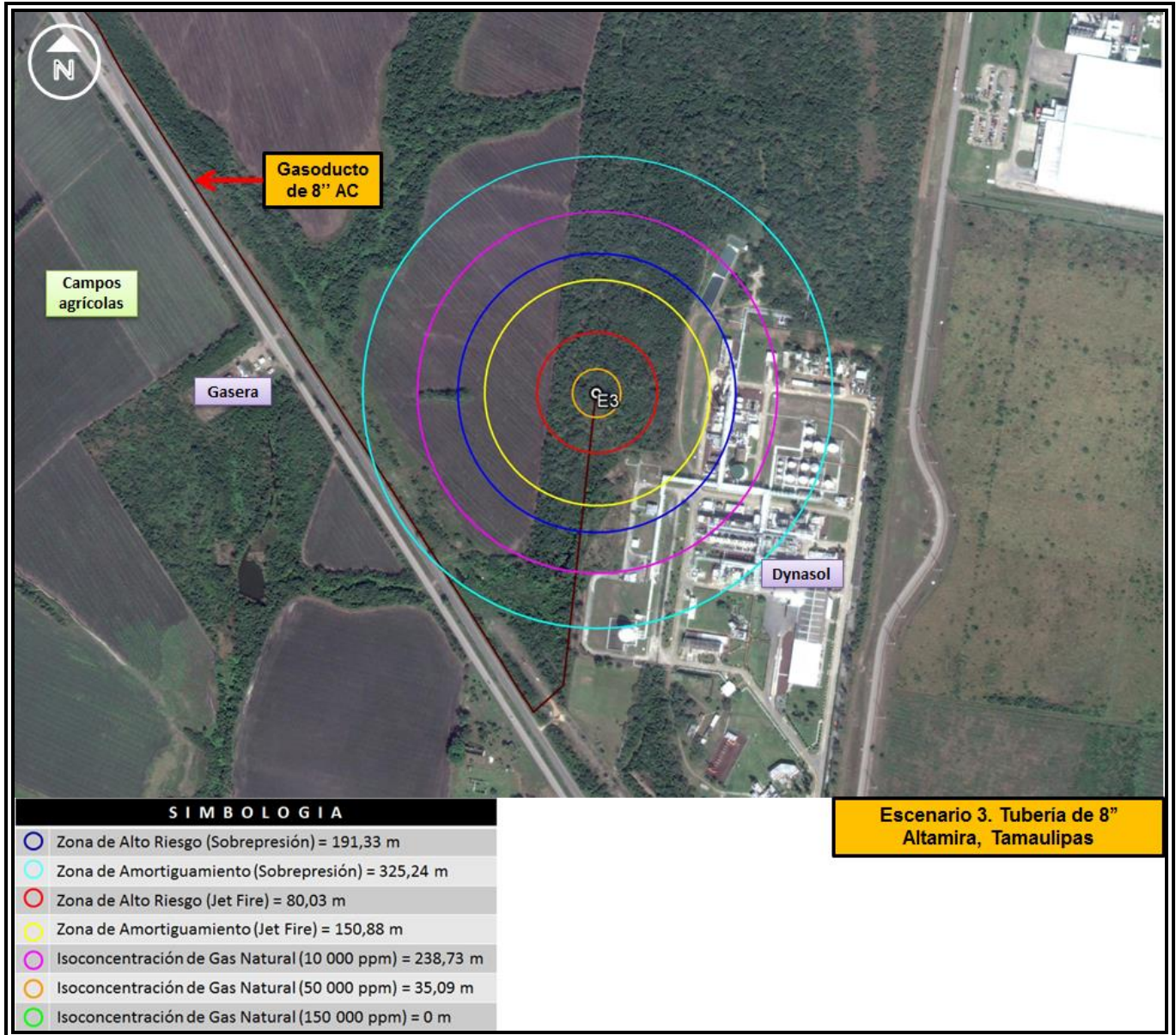


Los puntos de interés más importantes a resaltar en los alrededores de la trayectoria del Gasoducto de 8" D.N., son los vehículos que transiten por la carretera Tampico-Ciudad Mante y por el acceso Altamira-Puerto industrial al momento que se presente un chorro de juego o una explosión no confinada.

La interacción de los radios de afectación radica principalmente por la onda de sobrepresión de 0,5 psi, que es el radio máximo registrado por las características de la simulación, hasta los 325,24 m que es donde se considera el límite de la zona de amortiguamiento; para la zona de alto riesgo que equivale a 1 psi, se obtuvo como resultado un radio de 191,33 m de longitud, por lo cual se atenderán las medidas preventivas para minimizar el riesgo en caso de presentarse una fuga de gas natural que pueda afectar a la infraestructura existente.

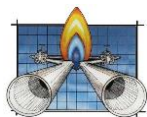


### ESCENARIO 3.



Los puntos de interés más importantes a resaltar en los alrededores del gasoducto de 8" D.N., son las instalaciones de la empresa Dynasol, además de los vehículos que transiten por la carretera Tampico-Ciudad Mante al momento que se presente un chorro de fuego o una explosión no confinada.

La interacción de los radios de afectación radica principalmente por la onda de sobrepresión de 0,5 psi, que es el radio máximo registrado por las características de la simulación, hasta los 325,24 m que es donde se considera el límite de la zona de amortiguamiento; para la zona de alto riesgo que equivale a 1 psi, se obtuvo como resultado un radio de 191,33 m de longitud, por lo cual se atenderán las medidas preventivas para minimizar el riesgo en caso de presentarse una fuga de gas natural que pueda afectar a la infraestructura existente.



**VI.5 Realizar un análisis y evaluación de posibles interacciones de riesgo con otras áreas, equipos o instalaciones próximas a la instalación que se encuentren dentro de la Zona de Alto Riesgo, indicando las medidas preventivas orientadas a la reducción del riesgo de las mismas.**

En base a los resultados de los eventos simulados, se pudieron estimar las consecuencias como son los daños y las afectaciones que causa la radiación de calor y/o la sobrepresión por las explosiones en las personas, equipos e instalaciones, así como a las zonas habitacionales, centros de concentración masiva y comercios cercanos al nodo seleccionado. Por lo cual, a continuación se presenta el análisis de interacciones del proyecto con instalaciones de riesgo, para cada escenario.

**Escenario 1.**

GAS NATURAL DEL NOROESTE, S.A. de C.V.			Escenario 1. Gasoducto de 8"Ø a la salida de la Estación de Medición.			
% de Ruptura por un impacto. Gasoducto de 8"Ø a la salida de la Estación de Medición.	Jet Fire		Explosión no confinada		Chorro Horizontal	
	Radios de afectación (m)	Radiación Térmica (RT) Zonas de Riesgo (ZR)	Radios de Afectación (m)	Sobrepresiones y Zonas de Riesgo	Radios de Afectación (m)	(ppm)
Evento al 100%	80,03	ZAR 5 kW/m <sup>2</sup>	191,33	ZAR 1 psi	238,73	10 000
	150,88	ZA 1,4 kW/m <sup>2</sup>	325,24	ZA 0,5 psi	35,09	50 000
					0	150 000
Evento al 20%	17,39	ZAR	65,84	ZAR	64,14	1 000
	32,68	ZA	111,93	ZA	0	5 000
					0	15 000

**Análisis de Interacciones.**

Efectos sobre la población y/o infraestructura existentes en la ZA y ZAR	
Jet Fire	☞ <u>Infraestructura presente en la ZAR (83,26 kW/m<sup>2</sup> a 5 kW/m<sup>2</sup>, en un radio de 0 a 80,03 m).</u> - Instalaciones de la Estación de Medición de Interconexión existente. - Vehículos que transiten por la carretera Tampico - Ciudad Mante al momento en que se origine el chorro de fuego.
	☞ <u>Personas que transiten por la ZAR (83,26 kW/m<sup>2</sup> a 5 kW/m<sup>2</sup>, en un radio de 0 a 80,03 m), al momento que ocurra el siniestro:</u> - A los 13 segundos de exposición a la radiación, presentarán dolor severo, - A los 40 segundos, presentarán quemaduras de segundo grado, considerando también asfixia por la disminución de Oxígeno y la exposición a los humos generados por el incendio.
	☞ <u>Infraestructura presente en la ZA (5 kW/m<sup>2</sup> a 1,4 kW/m<sup>2</sup>, en un radio partir de 80,03 hasta los 150,88 m).</u> - Instalaciones de la Estación de Medición de Interconexión existente. - Vehículos que transiten por la carretera Tampico - Ciudad Mante al momento en que se origine el chorro de fuego.



	<p>⌘ <u>Personas que transiten por la ZA (5 kW/m<sup>2</sup> a 1,4 kW/m<sup>2</sup>, en un radio partir de 80,03 hasta los 150,88 m), al momento que ocurra el siniestro:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- A los 115 segundos de exposición a la radiación, presentarán dolor severo en la piel expuesta,</li> <li>- Después de 663 segundos (11,05 min.), presentarán quemaduras de segundo grado.</li> </ul>																		
Explosión no Confinada	<p>⌘ <u>Infraestructura y habitantes presentes en la ZAR (773,86 psi a 1 psi en un radio de 0 m hasta 191,33 m) y ZA (1 psi a 0,5 psi en un radio a partir de 191,33 m hasta 325,24 m).</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Instalaciones de la Estación de Medición de Interconexión existente.</li> <li>- Vehículos que transiten por la carretera Tampico - Ciudad Mante al momento en que se origine el chorro de fuego.</li> </ul>																		
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Sobrepresión</th> <th>Daño esperado</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1,0</td> <td>Demolición parcial de casas, éstas se vuelven inhabitables,</td> </tr> <tr> <td>2,0</td> <td>Colapso parcial de muros y techos de casas,</td> </tr> <tr> <td>3,0</td> <td>Edificios con estructura de acero, distorsionados y arrancados de sus cimientos,</td> </tr> <tr> <td>4,0</td> <td>Ruptura de recubrimientos de edificios industriales ligeros,</td> </tr> <tr> <td>5,0</td> <td>Postes de madera arrancados,</td> </tr> <tr> <td>7,0</td> <td>Volcadura de carros de ferrocarril con carga,</td> </tr> <tr> <td>9,0</td> <td>Demolición de contenedores de ferrocarril con carga,</td> </tr> <tr> <td>10</td> <td>Posible destrucción total de edificios.</td> </tr> </tbody> </table>	Sobrepresión	Daño esperado	1,0	Demolición parcial de casas, éstas se vuelven inhabitables,	2,0	Colapso parcial de muros y techos de casas,	3,0	Edificios con estructura de acero, distorsionados y arrancados de sus cimientos,	4,0	Ruptura de recubrimientos de edificios industriales ligeros,	5,0	Postes de madera arrancados,	7,0	Volcadura de carros de ferrocarril con carga,	9,0	Demolición de contenedores de ferrocarril con carga,	10	Posible destrucción total de edificios.
	Sobrepresión	Daño esperado																	
	1,0	Demolición parcial de casas, éstas se vuelven inhabitables,																	
	2,0	Colapso parcial de muros y techos de casas,																	
	3,0	Edificios con estructura de acero, distorsionados y arrancados de sus cimientos,																	
	4,0	Ruptura de recubrimientos de edificios industriales ligeros,																	
	5,0	Postes de madera arrancados,																	
7,0	Volcadura de carros de ferrocarril con carga,																		
9,0	Demolición de contenedores de ferrocarril con carga,																		
10	Posible destrucción total de edificios.																		
Chorro Horizontal	<p>Daños en la salud de los habitantes localizados dentro de cualquiera de los radios de afectación, ya que de acuerdo a la <b>OSHA (Administración de Seguridad y Salud Ocupacional)</b>, el gas natural se considera como un asfixiante simple a cualquier concentración, por lo que no se establecen tiempos máximos permisibles de exposición a dicha sustancia de acuerdo a la NOM-010-STPS-1999.</p>																		



**Escenario 2.**

GAS NATURAL DEL NOROESTE, S.A. de C.V.			Escenario 2. Gasoducto de 8"Ø			
% de Ruptura por un impacto. Gasoducto de 8"Ø	Jet Fire		Explosión no confinada		Chorro Horizontal	
	Radios de afectación (m)	Radiación Térmica (RT) Zonas de Riesgo (ZR)	Radios de Afectación (m)	Sobrepresiones y Zonas de Riesgo	Radios de Afectación (m)	(ppm)
Evento al 100%	80,03	ZAR 5 kW/m <sup>2</sup>	191,33	ZAR 1 psi	238,73	10 000
	150,88	ZA 1,4 kW/m <sup>2</sup>	325,24	ZA 0,5 psi	35,09	50 000
					0	150 000
Evento al 20%	17,39	ZAR	65,84	ZAR	64,14	1 000
	32,68	ZA	111,93	ZA	0	5 000
					0	15 000

**Análisis de Interacciones.**

Efectos sobre la población y/o infraestructura existentes en la ZA y ZAR	
Jet Fire	<ul style="list-style-type: none"> <li>⌘ <u>Infraestructura presente en la ZAR (83,26 kW/m<sup>2</sup> a 5 kW/m<sup>2</sup>, en un radio de 0 a 80,03 m).</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>- vehículos que transiten por la carretera Tampico - Ciudad Mante y por el acceso Altamira - Puerto industrial al momento en que se origine el chorro de fuego.</li> </ul> </li> <li>⌘ <u>Personas que transiten por la ZAR (83,26 kW/m<sup>2</sup> a 5 kW/m<sup>2</sup>, en un radio de 0 a 80,03 m), al momento que ocurra el siniestro:</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>- A los 13 segundos de exposición a la radiación, presentarán dolor severo,</li> <li>- A los 40 segundos, presentarán quemaduras de segundo grado, considerando también asfixia por la disminución de Oxígeno y la exposición a los humos generados por el incendio.</li> </ul> </li> <li>⌘ <u>Infraestructura presente en la ZA (5 kW/m<sup>2</sup> a 1,4 kW/m<sup>2</sup>, en un radio partir de 80,03 hasta los 150,88 m).</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>- vehículos que transiten por la carretera Tampico - Ciudad Mante y por el acceso Altamira - Puerto industrial al momento en que se origine el chorro de fuego.</li> </ul> </li> <li>⌘ <u>Personas que transiten por la ZA (5 kW/m<sup>2</sup> a 1,4 kW/m<sup>2</sup>, en un radio partir de 80,03 hasta los 150,88 m), al momento que ocurra el siniestro:</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>- A los 115 segundos de exposición a la radiación, presentarán dolor severo en la piel expuesta,</li> <li>- Después de 663 segundos (11,05 min.), presentarán quemaduras de segundo grado.</li> </ul> </li> </ul>
Explosión no Confinada	<ul style="list-style-type: none"> <li>⌘ <u>Infraestructura y habitantes presentes en la ZAR (773,86 psi a 1 psi en un radio de 0 m hasta 191,33 m) y ZA (1 psi a 0,5 psi en un radio a partir de 191,33 m hasta 325,24 m).</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>- vehículos que transiten por la carretera Tampico - Ciudad Mante y por el acceso Altamira - Puerto industrial al momento en que se origine el chorro de fuego.</li> </ul> </li> </ul>



	Sobrepresión	Daño esperado
	1,0	Demolición parcial de casas, éstas se vuelven inhabitables,
	2,0	Colapso parcial de muros y techos de casas,
	3,0	Edificios con estructura de acero, distorsionados y arrancados de sus cimientos,
	4,0	Ruptura de recubrimientos de edificios industriales ligeros,
	5,0	Postes de madera arrancados,
	7,0	Volcadura de carros de ferrocarril con carga,
	9,0	Demolición de contenedores de ferrocarril con carga,
	10	Posible destrucción total de edificios.
Chorro Horizontal		Daños en la salud de los habitantes localizados dentro de cualquiera de los radios de afectación, ya que de acuerdo a la <b>OSHA (Administración de Seguridad y Salud Ocupacional)</b> , el gas natural se considera como un asfixiante simple a cualquier concentración, por lo que no se establecen tiempos máximos permisibles de exposición a dicha sustancia de acuerdo a la NOM-010-STPS-1999.



**Escenario 3.**

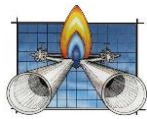
GAS NATURAL DEL NOROESTE, S.A. de C.V.			Escenario 3. Gasoducto de 8"Ø a la entrada de la ERM "Dynasol"			
% de Ruptura por un impacto. Gasoducto de 8"Ø a la entrada de la ERM "Dynasol"	Jet Fire		Explosión no confinada		Chorro Horizontal	
	Radios de afectación (m)	Radiación Térmica (RT) Zonas de Riesgo (ZR)	Radios de Afectación (m)	Sobrepresiones y Zonas de Riesgo	Radios de Afectación (m)	(ppm)
Evento al 100%	80,03	ZAR 5 kW/m <sup>2</sup>	191,33	ZAR 1 psi	238,73	10 000
	150,88	ZA 1,4 kW/m <sup>2</sup>	325,24	ZA 0,5 psi	35,09	50 000
					0	150 000
Evento al 20%	17,39	ZAR	65,84	ZAR	64,14	1 000
	32,68	ZA	111,93	ZA	0	5 000
					0	15 000

**Análisis de Interacciones.**

Efectos sobre la población y/o infraestructura existentes en la ZA y ZAR	
Jet Fire	<ul style="list-style-type: none"> <li>⌘ <u>Infraestructura presente en la ZAR (83,26 kW/m<sup>2</sup> a 5 kW/m<sup>2</sup>, en un radio de 0 a 80,03 m).</u></li> <li>- Instalaciones de la empresa Dynasol</li> <li>- Vehículos que transiten por la carretera Tampico – Ciudad Mante al momento que se origine el chorro de fuego.</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>⌘ <u>Personas que transiten por la ZAR (83,26 kW/m<sup>2</sup> a 5 kW/m<sup>2</sup>, en un radio de 0 a 80,03 m), al momento que ocurra el siniestro:</u></li> <li>- A los 13 segundos de exposición a la radiación, presentarán dolor severo,</li> <li>- A los 40 segundos, presentarán quemaduras de segundo grado, considerando también asfixia por la disminución de Oxígeno y la exposición a los humos generados por el incendio.</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>⌘ <u>Infraestructura presente en la ZA (5 kW/m<sup>2</sup> a 1,4 kW/m<sup>2</sup>, en un radio partir de 80,03 hasta los 150,88 m).</u></li> <li>- Instalaciones de la empresa Dynasol</li> <li>- Vehículos que transiten por la carretera Tampico – Ciudad Mante al momento que se origine el chorro de fuego.</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>⌘ <u>Personas que transiten por la ZA (5 kW/m<sup>2</sup> a 1,4 kW/m<sup>2</sup>, en un radio partir de 80,03 hasta los 150,88 m), al momento que ocurra el siniestro:</u></li> <li>- A los 115 segundos de exposición a la radiación, presentarán dolor severo en la piel expuesta,</li> <li>- Después de 663 segundos (11,05 min.), presentarán quemaduras de segundo grado.</li> </ul>



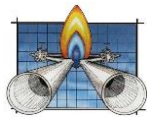
Explosión no Confinada	⌘ Infraestructura y habitantes presentes en la ZAR (773,86 psi a 1 psi en un radio de 0 m hasta 191,33 m) y ZA (1 psi a 0,5 psi en un radio a partir de 191,33 m hasta 325,24 m). - Instalaciones de la empresa Dynasol - Vehículos que transiten por la carretera Tampico – Ciudad Mante al momento que se origine el chorro de fuego.	
	Sobrepresión	Daño esperado
	1,0	Demolición parcial de casas, éstas se vuelven inhabitables,
	2,0	Colapso parcial de muros y techos de casas,
	3,0	Edificios con estructura de acero, distorsionados y arrancados de sus cimientos,
	4,0	Ruptura de recubrimientos de edificios industriales ligeros,
	5,0	Postes de madera arrancados,
	7,0	Volcadura de carros de ferrocarril con carga,
	9,0	Demolición de contenedores de ferrocarril con carga,
10	Posible destrucción total de edificios.	
Chorro Horizontal	Daños en la salud de los habitantes localizados dentro de cualquiera de los radios de afectación, ya que de acuerdo a la <b>OSHA (Administración de Seguridad y Salud Ocupacional)</b> , el gas natural se considera como un asfixiante simple a cualquier concentración, por lo que no se establecen tiempos máximos permisibles de exposición a dicha sustancia de acuerdo a la NOM-010-STPS-1999.	



## **VI.6 Recomendaciones técnico-operativas resultantes de la aplicación de la metodología para la identificación de riesgos, así como de la evaluación de los mismos.**

Para la realización del presente Estudio de Riesgo Ambiental (ERA), se utilizó la técnica del HAZOP (Hazard and Operability) para la evaluación y determinación de riesgos, así como la metodología denominada Árbol de Fallas, en específico con el Software FaultreEase para la determinación de la probabilidad de ocurrencia de riesgos y mediante los paquetes SCRI (Modelos de Simulación para el análisis de consecuencias por Fuego y Explosión, versión 1.4 y el de Modelos atmosféricos y riesgos industriales, versión 4.4) se realizaron las simulaciones de fugas de gas natural, de lo cual, aunado a los recorridos en campo donde se instalará el presente proyecto, se derivan las siguientes recomendaciones.

- Aplicar el programa de mantenimiento Predictivo, Preventivo y Correctivo, y llevar registros de control, con el objeto de constatar que las actividades de mantenimiento se realizan de una manera eficiente y reducir los riesgos que se puedan generar debido a fallas en componentes mecánicos, instrumentación en general, y en la integridad mecánica del gasoducto,
- Definir un responsable de la elaboración y ejecución del programa de mantenimiento, así como un supervisor que asegure la correcta aplicación del mismo,
- Elaborar y poner en práctica un programa para la calibración de los instrumentos de medición y control, así como para el mantenimiento de los mismos de acuerdo a las especificaciones del fabricante,
- Realizar celajes diarios por parte de técnicos capacitados y contar con registros de las verificaciones a realizar en cada uno de los recorridos por las instalaciones,
- Contar con un sistema de comunicación directa con oficinas de proveedor del gas natural, para reportar cualquier falla en el suministro de gas, así como cualquier emergencia que requiera el cierre del Gasoducto principal que suministrará el energético.
- Capacitar al personal en relación a la aplicación de los procedimientos operativos para realizar acciones correctivas eficientes en caso de presentarse aumentos o caídas de presión en las instalaciones, así mismo, registrar en bitácora las lecturas diarias de los parámetros de operación establecidos, tales como Flujo, Temperatura y Presión, principalmente,
- Aislar las Estaciones de Regulación (en su caso), de acuerdo a los requisitos de la norma NOM-007-SECRE-2010, asegurándose de resistir las cargas a las que puedan estar sometidas y proteger el equipo instalado en la estación, de manera que no se vea afectada por la generación de incendios cercanos a la instalación, así como para la protección contra impactos que se generen por accidentes vehiculares y/o actos vandálicos en la zona donde se ubicará dicha instalación.
- Elaborar y poner en práctica un programa de capacitación dirigido al personal operativo, en relación a los procedimientos establecidos para la ejecución de las actividades de mantenimiento,
- Realizar simulacros de tal manera que se asegure la eficiente capacidad de respuesta, ante una emergencia o simplemente para la ejecución de las actividades de mantenimiento, con el fin de prevenir la afectación a la instalación, debido a maniobras erróneas por parte de los operadores,
- Establecer claramente las políticas de actuación de los sistemas de seguridad (prioridades, puntos de ajuste, principalmente) ante eventos de alta presión.
- Elaborar y poner en práctica una lista de verificación del ducto y accesorios, con el objeto de llevar un control en cuanto a la integridad mecánica de las mismas,
- Las actividades de verificación visual, se deberán realizar diariamente, y al detectar alguna anomalía en la instalación, actuar correctamente con apego a los procedimientos establecidos,



- Instalar letreros y señalamientos alusivos al peligro que representa la instalación, con el objeto de alertar a las personas que transitan por dicha zona,

**VI.7 Presentar reporte del resultado de la última auditoría de seguridad practicada a las instalaciones que conforman el ducto, anexando en su caso, el programa calendarizado para el cumplimiento de las recomendaciones resultantes de la misma.**

Debido a que el proyecto actualmente se encuentra en su etapa de planeación, no se han realizado Auditorías de seguridad a las instalaciones, sin embargo, cabe mencionar que para iniciar las operaciones de transporte de gas natural se deberá de obtener el dictamen de verificación de una UV en materia de energía, el cual asegure la integridad física y condiciones de seguridad del proyecto, lo anterior con apego a la NOM-007-SECRE-2010.

**VI.8 Describir a detalle las medidas, equipos, dispositivos y sistemas de seguridad con que contará la instalación, considerados para la prevención, control y atención de eventos extraordinarios.**

Los equipos contemplados para la atención de emergencias y sucesos que pudieran presentarse en la operación del gasoducto, son:

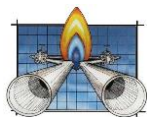
- Sistema de pararrayos y sistema de tierras. Se deberá asegurar todo el sistema para transporte de gas natural, la Estación de Medición (EM) y la Estación de Regulación y Medición (ERM), para que cuenten con sistema conectado a la red de tierras físicas y pararrayos. La verificación de los mismos, quedará incluida en el programa General de Mantenimiento.
- Sistema de Seguridad por sobrepresión. El sistema para transporte de gas natural para dar suministro a Dynasol, socio comercial de la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., contará con un sistema de seguridad por sobrepresión a la salida de la EM de interconexión, la cual se usa el 20% por arriba del valor máximo de operación en el sistema.
- Extinción de incendios. Para este tipo de contingencias, la empresa cuenta con procedimientos que se enfocan en mitigar la fuente de la fuga en el gasoducto, así como también con extintores de acuerdo a la **NOM-002-STPS-2010**; se tienen contemplados los extintores de Polvo Químico Seco (PQS), Bióxido de Carbono y sistemas para aspersion de agua en la estación de regulación y medición.

En el caso de un incendio por fuga de gas, se tomarán en cuenta las siguientes indicaciones:

**a) Fuga de gas natural a la atmósfera, sin incendio:**

Si esto sucede a la intemperie, el gas natural se disipa fácilmente en las capas superiores de la atmósfera; contrariamente, cuando queda atrapado en la parte inferior de techumbres se forman mezclas explosivas con gran potencial para explotar, y explotarán violentamente al entrar en contacto con una fuente de ignición.

- Verificar anticipadamente por medio de pruebas y Auditorias de Seguridad, que la integridad mecánica-eléctrica de las instalaciones está en óptimas condiciones (diseño, construcción y mantenimiento) de acuerdo a las especificaciones establecidas en normas para gasoductos que incluya válvulas, conexiones y accesorios.
- Se instalarán detectores de mezclas explosivas, calor y humo con alarmas audibles y visuales.



**b) Incendio de una fuga de gas natural:**

En caso de incendio por fuga de gas natural, procede lo siguiente:

- Se activa el plan de emergencia, según la magnitud del evento,
- Aún sin incendio, asegurarse que el personal utilice el equipo de protección para combate de incendios,
- Bloquear las válvulas que alimentan la fuga y proceder con los movimientos operacionales de ataque a la emergencia, mientras tanto, serán enfriadas con agua las superficies de las instalaciones expuestas al calor.

Aunado a lo anterior, el sistema para transporte de gas natural, contará con los siguientes dispositivos y equipos para emergencias:

Cantidad	Artículo	Especificaciones
1	Medidor de temperatura ambiente,	Graficador de temperatura,
1	Detector de gas (espacios cerrados),	Exposímetro,
1	Medidor de energía,	Milímetro digital,
1	Medidor de presión,	Graficador de presión,
1	Detector de gas natural,	Micro gas,
1	Medidor de mercaptano en sistema,	Detección (odorizante),
1	Medidor de presión (digital),	Manómetro digital,
1	Medidor de temperatura del gas,	Block calibrador de temperatura,
1	Medidor de presión,	Graficador de presión,
1	Detector de fallas fushion bond (en tubería de A.C.),	SPY,
1	Calibrador de espesores,	Positector UTG-ME,
1	Probador portátil para presión hidráulica,	0-3000 PSI,
1	Equipo de auto riego,	Motor a gasolina de 15 HPS,
1	Pulidor industrial,	127 V / 15 A,
2	Equipo abrebridas,	Abrebridas,
1	Compresor de aire,	Capacidad 50 L de 2 1/2" HP de 16 PSI,
1	Generador eléctrico,	16 HP,
1	Equipo de aire autónomo,	--
1	Esmeril de banco.	560

**VI.9 Indicar las medidas preventivas, incluidos los programas de mantenimiento e inspección, así como los programas de contingencias que se aplicarán durante la operación normal de la instalación, para evitar el deterioro del medio ambiente, además de aquellas orientadas a la restauración de la zona afectada en caso de accidente.**

**VI.9.1 Medidas de Seguridad.**

La empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., cuenta con un programa de seguridad, del cual se deriva una serie de actividades preventivas-correctivas para la eficiente operación del sistema para transporte, las cuales se indican en la siguiente tabla:



**Tabla VI.9.1.1** Programa de Actividades de Seguridad.

Actividades de Seguridad	Frecuencia
Tener actualizado el directorio, que incluya todos los teléfonos de las dependencias oficiales, municipales, estatales y federales; incluyendo el del proveedor del energético,	Bimestral
Tener actualizado el directorio, que incluya los teléfonos, No. de extensión y celular del personal responsable de producción, operación y mantenimiento de los posibles socios,	Bimestral
Verificación del patrullaje o celaje del gasoducto (vigía),	Semanal
Llevar a cabo el programa de capacitación y simulacros,	Mensual
Evidencia que el personal cuenta con su Equipo de Protección Personal (EPP),	Bimestral
Realizar una lista de verificación (L.V.) para el equipo del kit de emergencia, así como para su funcionamiento,	Mensual
Revisar el inventario del kit de emergencia,	Mensual
Reporte y Control de Afectaciones en el gasoducto,	Semanal
Programa de Pláticas sobre el manejo del Gas Natural a clientes y a la comunidad,	Semanal
Convenio de Ayuda Mutua.	Mensual

### VI.9.2 Operación y Mantenimiento.

Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., cuenta con un programa anual de operación y mantenimiento, el cual está enfocado a disminuir el riesgo de eventos que lleguen a impactar el ecosistema y dañar la integridad mecánica de la instalación. A continuación se indican las actividades de mantenimiento preventivo a realizar en la Estación de Medición de interconexión y de los posibles socios comerciales.

**Tabla VI.9.2.1** Actividades a realizar en la Estación de Medición.

Actividad	Frecuencia
Lecturas de presión,	1 Mes
Monitoreo de fugitivos de gas natural: Caseta,	1 Mes
Aseo total de la Estación de Regulación,	1 Mes
Verificar funcionamiento y conexiones (computador de flujo),	1 Mes
Expulsión de impurezas de los filtros,	1 Mes
Revisión general del gabinete (falta o daño a pintura),	1 Mes
Verificar funcionamiento de los instrumentos de medición,	1 Mes
Verificar funcionamiento de reguladores de presión,	1 Mes
Mantenimiento preventivo a reguladores de presión,	6 Meses
Inspección visual de señalamientos,	1 Mes
Calibrar válvulas de relevo,	6 Meses
Inspección visual de válvulas de relevos,	1 Mes
Inspección visual de válvulas de paso,	1 Mes



Actividad	Frecuencia
Verificar funcionamiento de las válvulas de paso.	1 Mes

Aunado a las actividades indicadas en la **Tabla VI.9.2.1**, en el sistema para transporte de Gas Natural, se realizarán las siguientes actividades de mantenimiento:

1. Monitoreo de fugitivos de Gas Natural en el derecho de vía del Gasoducto,
2. Mantenimiento a señalamientos,
3. Mantenimiento a las válvulas de seccionamiento.

Para todas y cada una de las actividades de operación y mantenimiento, se contará con evidencias de su realización, tales como: órdenes de trabajo y registros de las actividades realizadas.

### VI.9.3 Verificaciones y/o Auditorías de Seguridad.

Las actividades de mantenimiento a ejecutar en el sistema para transporte de gas natural, estarán fundamentadas desde la planeación eficiente y diseños de construcción del proyecto, por lo que se dará cumplimiento a la Norma Oficial Mexicana, aplicable al sistema para transporte de gas natural, **NOM-003-SECRE-2011**, misma que establece que se debe realizar una verificación anual por parte de una Unidad de Verificación, acreditada ante la Comisión Reguladora de Energía (CRE), la cual verificará y emitirá el dictamen en base a los siguientes puntos relacionados con la **seguridad, operación y mantenimiento** del Sistema para Transporte de Gas Natural.

#### Verificación de Operación y Mantenimiento.

1. Procedimientos de Operación y Mantenimiento,
2. Señalamientos,
3. Registros de vigilancia y patrullaje,
4. Registros de inspección de los dispositivos de control de presión,
5. Mantenimiento de registros,
6. Registros de mantenimiento de válvulas,
7. Control de corrosión externa,
8. Registros de Inspección y mantenimiento a estación de medición y regulación,
9. Documentación histórica y evaluación de la ingeniería,
10. Programa y registros de capacitación y/o entrenamiento.

#### Verificación de Seguridad.

1. Plan Integral de Seguridad y Protección Civil,
2. Programa de Prevención de Accidentes y registros de simulacros,
3. Programa para la prevención de daños,
4. Programa de auxilio,
5. Programa de recuperación,
6. Educación al público,
7. Investigación de fallas,
8. Procedimientos de emergencias.

Así mismo para la etapa de construcción e instalación del sistema para transporte de gas natural, se debe de contar con un dictamen de inicio de operaciones o de construcción realizado por la Unidad Verificadora.



### Atención a Emergencias.

Para la atención a emergencias, la promovente cuenta con procedimientos técnicos operativos, mismos que se encuentran actualizados y serán aplicados por parte del personal al momento de presentarse una situación de emergencia. Dichos procedimientos se indican a continuación:

**Tabla VI.9.3.1** Relación de procedimientos de seguridad e instrucciones de trabajo del plan integral de seguridad.

Clave	Procedimientos.
ITO- 000	Procedimiento: Activación del Plan Integral de Seguridad (PIS),
ITO- 001	Procedimiento: Cierre de líneas de gas,
ITO- 002	Procedimiento: Para detección y localización de fugas,
ITO- 003	Procedimiento: Para controlar y extinguir fuego provocado por Gas,
ITO- 004	Procedimiento: Para controlar fugas de gas sin fuego,
ITO- 005	Procedimiento: Para controlar fugas de gas en el interior de construcciones,
ITO- 006	Procedimiento: Para controlar fugas de gas en el exterior de construcciones,
ITO- 007	Procedimiento: Para trabajos cercanos a obras de terceros o instalaciones existentes,
ITO- 008	Procedimiento: Para controlar la circulación vehicular,
ITO- 009	Procedimiento: Para el manejo e instalación de tuberías de polietileno,
ITO- 010	Procedimiento: Para la limpieza interior de gasoductos,
ITO- 011	Procedimiento para purgado de gasoductos,
ITO- 013	Procedimiento: Para el registro de llamadas de emergencias,
ITO- 014	Procedimiento para la prevención y combate de incendios,
ITO- 015	Procedimiento: Para el incremento de la máxima presión de operación,
ITO- 016	Procedimiento: Para el decremento de la máxima presión de operación,
ITO- 0017	Procedimiento: Para desactivar tuberías que transportan gas natural,
ITO- 018	Procedimiento: Para activar tuberías que transportan gas natural,
ITO- 019	Procedimiento: Vaciado de odorizador del tanque del proveedor,
ITO- 020	Procedimiento: Patrullaje de los sistemas de transporte,
ITO- 023	Procedimiento: Calibración de espesores en instalaciones superficiales,
ITO- 026	Procedimiento: Toma de lecturas de potenciales en gasoductos,
ITO- 028	Procedimiento: Recubrimiento anticorrosivo a instalaciones superficiales,
ITO- 030	Procedimiento: Clasificación de fugas de gas natural,
ITO- 038	Procedimiento: Mantenimiento a válvulas de seguridad tipo axial,



<b>Clave</b>	<b>Procedimientos.</b>
<b>ITO- 071</b>	Procedimiento: Funciones de la Brigada de Emergencia. Sistemas Foráneos,
<b>ITO- 076</b>	Procedimiento de comunicación externa por fugas de gas natural,
<b>ITO- 077</b>	Procedimiento para realizar y evaluar simulacros,
<b>ITO- 078</b>	Procedimiento de Evacuación Externa,
<b>ITO- 082</b>	Procedimiento: Búsqueda, rescate y clasificación de lesionados.

Así mismo, se cuenta con un programa de capacitación anual de seguridad en el cual se tiene programado la realización de simulacros tanto en gabinete y en campo, lo cual forma parte de la política de seguridad, ya que es importante tener al personal operativo capacitado y entrenado para atender cualquier situación de emergencia de manera oportuna.

En términos generales, la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., cuenta con las medidas de seguridad requeridas para asegurar la eficiente operación y mantenimiento de la instalación, con el objeto de brindar una operación confiable del sistema para transporte de gas natural al socio comercial así mismo, contará con un Sistema de Auditorías y Verificaciones por empresas acreditadas y Unidades de Verificación, para la obtención de los dictámenes que aseguren la integridad mecánica y la operabilidad del sistema para transporte de gas natural.



## **CAPÍTULO VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.**

### **VII.1 Presentar el Informe Técnico del Estudio de Riesgo Ambiental.**

El informe Técnico del Estudio de Riesgo Ambiental, se presenta en el anexo 8.

**Ver Anexo 8.** Informe Técnico del Estudio de Riesgo.

### **VII.2 Situación general que presenta la instalación en materia de Riesgo Ambiental.**

El presente Estudio de Riesgo Ambiental corresponde al proyecto ejecutivo de un sistema para transporte de gas natural que será construido en el municipio de Altamira, Tamps., compuesto por tubería en acero al carbón sin costura, especificación API 5L de 8" de diámetro, propiedad de Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., mismo que en su construcción se utilizará el sistema direccional para salvar obstáculos que pudieran presentar algún impacto y riesgo al ambiente, a los habitantes de la población y bienes de los mismos.

En el proyecto ejecutivo en cuestión, se aplica ingeniería de punta con el objetivo de minimizar los riesgos implícitos y satisfacer a sus clientes y socios de un combustible más limpio y amigable con el ambiente. Como resultado del análisis de riesgo, basado en las memorias técnicas-descriptivas y diagrama de instrumentación (DTI's) de las Estaciones de Regulación y Medición y de la línea del gasoducto, se consideraron aquellos eventos donde estuvieran involucrados los sucesos similares ocurridos en otras zonas donde se realiza el mismo diseño y construcción de gasoducto, se tomaron en cuenta los accesorios, tales como: válvulas, medidores, bridas y reguladores, para la determinación de las desviaciones, causas y consecuencias de probables eventos producidos por fallas mecánicas o de operabilidad con sus probables áreas de afectación. Como medida de seguridad, antes de iniciar operaciones, la empresa promovente obtendrá el dictamen de verificación de la integridad mecánica del sistema para transporte de gas natural, por parte de una UV acreditada y aprobada por la Secretaria de Energía y la ema.

#### **VII.2.1 Recomendaciones derivadas del análisis de riesgo efectuado.**

Cualquier instalación que presente riesgos de accidentes mayores tendrá que disponer de medidas de prevención que disminuyan los riesgos de afectación a las instalaciones de la empresa. El tipo y características de dichas medidas dependerán de los riesgos que se pretendan minimizar en el proyecto.

El análisis objetivo de las características del sistema para transporte de gas natural propiedad de Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., arrojó como resultado las siguientes recomendaciones técnico-operativas:

- ❖ Las Estaciones de Regulación y Medición (ERMs) deben estar ubicadas dentro de predios seguros y libres de afectaciones, con la finalidad de asegurar la integridad física de la estación, ya que derivado de la metodología del Análisis de Árboles de Falla (FaultrEase de Arthur D Little) realizados, se considera que el principal factor de probabilidad de incendio o explosión se deriva de la posible afectación por terceros,
- ❖ En base a un programa calendarizado, realizar pruebas que certifiquen la calidad integral y resistencia mecánica de los equipos (calibración de los diferentes dispositivos de seguridad y medición, así como la instrumentación de las estaciones de regulación, medición de espesores en tuberías de conducción y estado físico de los señalamientos instalados en el derecho de vía



del sistema para transporte de Gas Natural y conexiones eléctricas en todo el sistema de gas natural donde se instalen dichas conexiones,

- ❖ En base a un programa calendarizado, cumplir y reforzar constantemente la capacitación del personal operativo y de control, respecto a los procedimientos de respuesta a emergencia,
- ❖ En base a un programa calendarizado, supervisar y reforzar la capacitación del personal sobre el mantenimiento, identificación, operación y manejo de los principales equipos contra incendio,
- ❖ Elaborar y poner en práctica un programa de simulacros para asegurar que el tiempo de respuesta ante una emergencia sea acorde a lo planeado, y constatar que se cuenta con el equipo suficiente para atender cualquier emergencia que pueda suscitarse en el derecho de vía del sistema para transporte de gas natural y mantener evidencia de su cumplimiento,
- ❖ En base a un programa de mantenimiento, efectuar auditorías periódicas sobre el funcionamiento de los distintos sistemas de operación y mantenimiento de seguridad y de prevención,
- ❖ Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., se asegurará de que los procedimientos operativos garanticen actividades de mantenimiento y operación de una manera segura y eficaz, tomando en cuenta como mínimo lo siguiente:
  - La operación, mantenimiento y reparación de tuberías, válvulas y accesorios,
  - Las especificaciones de construcción, planos y datos históricos de las operaciones deben ponerse a disposición del personal operativo,
  - Contará con un programa para la prevención de accidentes (PPA) de conformidad con lo establecido por la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT),
  - Se instrumentará un procedimiento escrito para prevenir daños a las tuberías sepultadas por actividades de construcción.
- ❖ La empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., contará con procedimientos que proporcionen las condiciones de seguridad necesarias cuando se hayan excedido los límites de diseño de operación y debe considerar la respuesta, investigación y corrección relativa a:
  - Cierre de válvulas y paros no intencionales,
  - Incremento o disminución en la presión o en el rango de flujo fuera de los límites de operación normal,
  - Pérdida de comunicaciones,
  - Operación de cualquier dispositivo de seguridad y cualquier otra disfunción no deseable de un componente, desviación de la operación normal, o error humano que pueda resultar en un riesgo para las personas o la propiedad,
  - Revisión de las variaciones de la operación normal después de que han terminado las operaciones anormales. Esto se realizará las veces que sea necesario, principalmente en las localizaciones críticas del sistema para determinar su integridad y operación segura,
  - Notificación inmediata vía radio – teléfono celular al personal operativo responsable cuando se reciba un aviso sobre una operación anormal,
- ❖ Revisión periódica de la respuesta del personal operativo para evaluar la efectividad de los procedimientos para controlar operaciones anormales, y en su caso, realizar las acciones correctivas donde se encuentren deficiencias.



### **VII.3 Conclusiones del Estudio de Riesgo Ambiental.**

El presente estudio llevó a la conclusión de que los riesgos mayores del sistema para transporte de gas natural propiedad de la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., es la incidencia de incendio y explosión por afectación en la trayectoria del gasoducto, ya que de acuerdo a su ubicación podría afectar a las personas e infraestructura agrícola, y en su caso desencadenar un incendio mayor dadas las concentraciones de flora existentes en la zona, sin embargo, la promotora del proyecto dará a conocer a los habitantes del municipio donde incidirá el proyecto, las medidas de prevención y control que se instaurarán en la instalación del sistema para transporte de gas natural, para reducir los riesgos existentes por incendio y explosión.

El riesgo existente por la conducción de Gas Natural por ductos es evidente, mismo que es controlable y de ser posible su reducción, poniendo especial atención en los recorridos de celaje, que para el presente proyecto se aplicará a diario. Aunado a lo anterior, los programas de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo, ayudarán a anticiparse a cualquier falla mecánica o de operación que se pueda presentar.

La verificación de la integridad mecánica y de operación del gasoducto por una UV acreditada y aprobada por la Secretaría de Energía y la ema, se realizará antes de entrar en operación y posteriormente con apego a la normativa, lo que asegura y reduce los riesgos del sistema para transporte de gas natural.

En base a lo anterior, se concluye que existe la factibilidad técnica económica y administrativa, para la construcción del sistema de transporte de gas natural para usos propios compuesto por tubería en acero al carbón de 8"Ø que tendrá su inicio en la interconexión con una ERM existente y finalizará en las instalaciones de la empresa Dynasol.



**CAPÍTULO VIII. ANEXO FOTOGRÁFICO.**



**Foto VIII.1** Panorámica Frente al punto donde se ubicará la ERM Dynasol. Vista hacia el sur.



**Foto VIII.2** Punto de inserción del ducto al sistema de ductos administrado por Distribuidora de Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V. (DGNN)



**Foto VIII.3** Panorámica de las instalaciones de DGNN en donde se realizará la conexión y se instalará la ERM Dynasol. Vista hacia el norte.



**Foto VIII.4** Panorámica que muestra el punto donde se realizará el primer cruce a un costado del inicio del puente en el cruce carretero 1. Vista hacia el noroeste.



**Foto VIII.5** Panorámica que muestra la válvula de PEMEX que se encuentra a un costado del puente. Vista hacia el sureste.



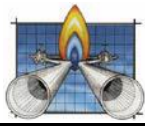
**Foto VIII.6** Panorámica donde el trazo del gasoducto cambia de la carretera Tampico- cd. Victoria para ir paralelo al costado norte de la empresa DYNASOL. Aquí se aprecian ambas direcciones. La panorámica se tomó hacia el noroeste.



**Foto VIII.7** Panorámica donde se instalará la ERM Dynasol, la foto se tomó en dirección noreste.



**Foto VIII.8** Panorámica donde se instalará la ERM Dynasol, la foto se tomó en dirección suroeste.



## CAPÍTULO I. DATOS GENERALES.

### I.1 Nombre o razón social de la empresa u organismo.

Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.

### I.2 Registro Federal de Contribuyentes de la empresa.

El Registro Federal de Contribuyentes (RFC) de la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., es: GNN 970605 3S3.

Ver Anexo 1. RFC del Promovente.

### I.3 Número de registro del Sistema de Información Empresarial Mexicano (SIEM) (opcional).

No se incluye.

### I.4 Cámara o asociación a la que pertenece, indicando el número de registro y la fecha de afiliación (opcional).

No se incluye.

### I.5 Actividad productiva principal del establecimiento.

Distribución de Gas Natural por ductos para uso propio de sus asociados.

### I.6 Clave CMAP.

De acuerdo a la Clasificación Mexicana de Actividades y Productos (CMAP) 1999, se determinó que la clave correspondiente a la actividad que realiza la empresa, es la que se indica a continuación:

Tabla I.6.1 Clave CMAP.

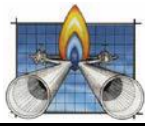
Clave	Actividad Económica	Descripción
623095	Distribución Urbana de Gas por Ductos	Suministro de gas por medio de ductos a las tomas de hogares o empresas, en sustitución al comercio de gas por medio de cilindros o la carga de tanques estacionarios.

### I.7 Código ambiental (CA).

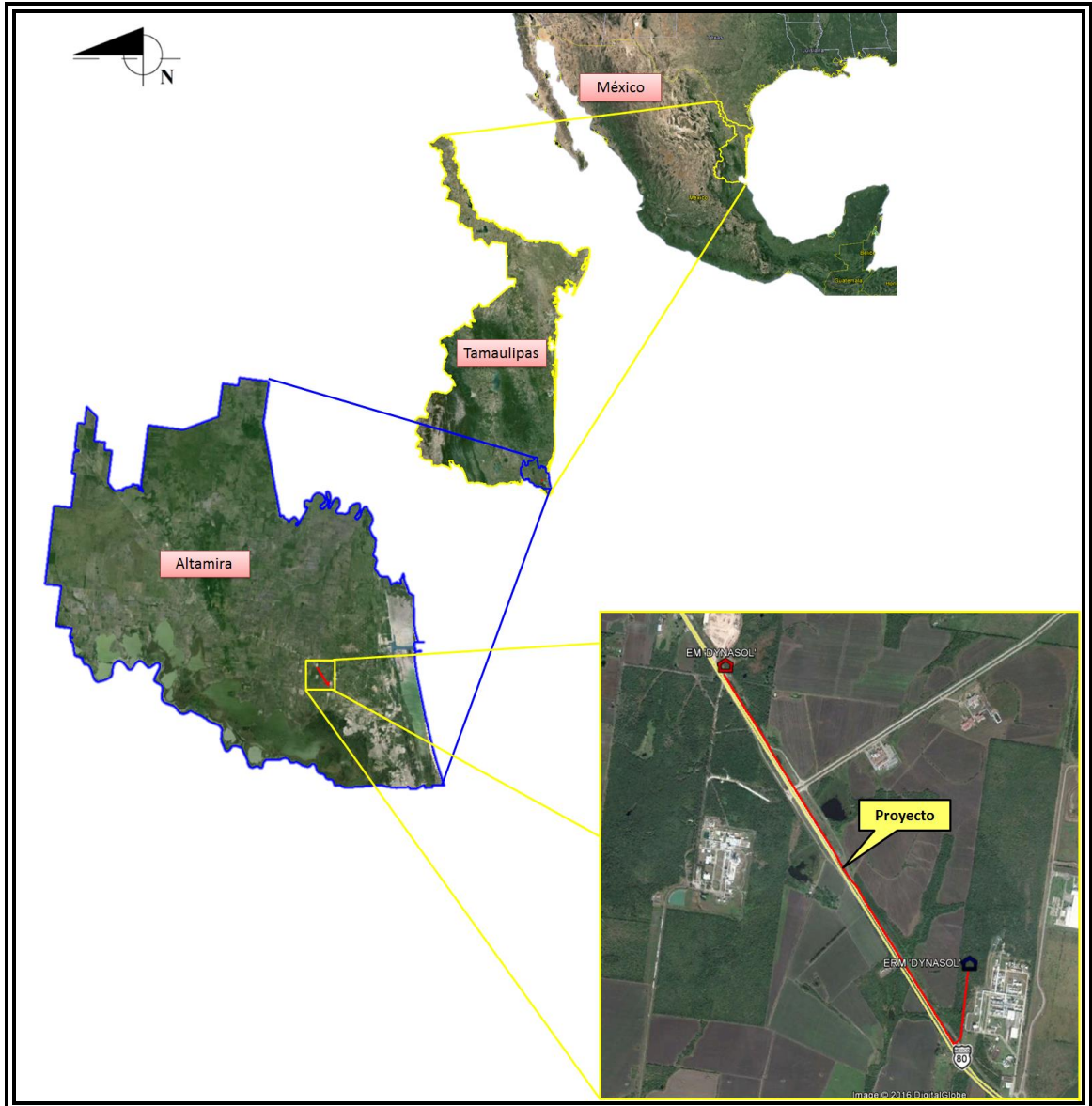
No aplica.

### I.8 Domicilio del establecimiento.

El presente proyecto corresponde a la construcción, instalación y operación de un sistema para transporte de gas natural para usos propios de Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V. (GNN), que tendrá incidencia en el municipio de Altamira, Tamaulipas, y estará compuesto por tubería en Acero al



Carbón de 8" D.N. con una longitud total de 3 359 metros (3,35 km) (gasoducto principal) (**Ver Figura I.8.1**), una Estación de Medición (EM) en el punto de interconexión con la Estación de Regulación y Medición (ERM) existente del Sector Campo Tamaulipas – Constituciones, y una ERM para dar suministro de gas natural a las instalaciones de la empresa Dynasol.



**Figura I.8.1** Localización del sistema para distribución de Gas Natural promovido por la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.

### **I.9 Domicilio para oír y recibir notificaciones.**

**Dirección, teléfono y correo electrónico del representante legal, Art. 113 fracción I de la LFTAIP y 116 párrafo primero de la LGTAIP.**

[Redacted contact information]



**I.10 Fecha de inicio de operación.**

La empresa promotora del presente proyecto Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., tiene contemplado el inicio de operaciones el día 20 de Noviembre del 2017, una vez que se hayan obtenido todas las autorizaciones por parte de las autoridades Federales, Estatales y Municipales.

**I.11 Número de trabajadores.**

La operación del sistema para el transporte de gas natural será supervisada diariamente por 2 personas, quienes realizarán los celajes por todo el tendido del gasoducto.

**I.12 Total de horas semanales trabajadas en planta.**

El tiempo total a trabajar semanalmente es de 92 horas.

**I.13 Número de trabajadores promedio, por día y por turno laborado.**

El número de trabajadores que laborarán durante las diferentes etapas del proyecto son:

**Tabla I.13.1** Número de trabajadores promedio, por etapa y por turno laborado.

<b>Etapas</b>	<b>Personal</b>	<b>Turno</b>	<b>Horario</b>
Construcción	8 Personas	Mixto	8:00 – 14:00 16:00 – 18:00
Contratista	20 Personas	Mixto	8:00 – 14:00 16:00 – 18:00
Operación	2 Personas	Mixto	8:00 – 14:00 16:00 – 18:00

**I.14 ¿Es maquiladora de régimen de importación temporal?**

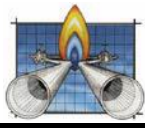
Debido a que la actividad principal de la empresa promotora del proyecto Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., es la distribución de gas natural por ductos, se determinó que no es maquiladora de régimen de importación temporal.

**I.15 ¿Pertenece a alguna corporación?**

Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V. no pertenece a ninguna corporación.

**I.16 Participación de capital.**

En este proyecto, la participación en cuanto a la aportación de capital, será del sector privado en un 100%.



**I.17 Número de empleos indirectos a generar.**

Se tiene contemplado que para la etapa de operación del proyecto se generen 2 empleos de forma directa, mientras que para las etapas de preparación y construcción se generarán empleos indirectos para los habitantes del municipio donde se ubicara el proyecto.

**I.18 Inversión estimada (M.N.)**

El programa de obra y crecimiento tendrá una inversión total de \$ 20 293 908,39

**I.19 Nombre del gestor o promovente.**

Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.

**Ver Anexo 2.** Acta Constitutiva.

**I.20 Registro Federal de Contribuyentes del gestor o promovente.**

El Registro Federal de Contribuyentes (RFC) de la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., es: GNN 970605 3S3.

**Ver Anexo 1.** RFC del promovente

**I.21 Departamento proponente del estudio de riesgo.**

Departamento de Estudios y Proyectos.

**I.22 Nombre completo, firma y puesto de la persona responsable de la instalación (Representante Legal).**

El responsable de la instalación del sistema para transporte de gas natural propiedad de la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., es el Ing. José de Jesús Meza Muñiz quien también tiene el cargo de Gerente General.

---

Ing. José de Jesús Meza Muñiz  
Representante Legal

**Ver Anexo 2.** Acta Constitutiva y Poder Legal.



**1.23 Nombre completo y firma del representante legal de la empresa, bajo protesta de decir la verdad.**

Los Representantes Legales de la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., son el Ing. José de Jesús Meza Muñiz y la Ing. Hortensia Lizeth Moreno Aparicio.

\_\_\_\_\_  
Ing. José de Jesús Meza Muñiz  
Representante Legal

\_\_\_\_\_  
Ing. Hortensia Lizeth Moreno Aparicio  
Representante Legal

**Ver Anexo 2.** Acta Constitutiva y Poder Legal.

**I.24 Nombre de la compañía encargada de la elaboración del estudio de riesgo.**

La empresa responsable de la elaboración del presente Estudio de Riesgo Ambiental (ERA) Nivel 0, es Ingeniería Ambiental Consultores, S.A. de C.V.  
Registro STPS como agente capacitador externo: IAC-921028-6QA-0013.  
Perito en Protección Ambiental #436 Colegio Nacional de Ingenieros Químicos y Químicos (CONIQQ).

**I.25 Domicilio de la compañía encargada de la elaboración del estudio de riesgo.**

**Dirección, teléfono y correo electrónico de persona física, Art. 113 fracción I de la LFTAIP y 116 párrafo primero de la LGTAIP.**

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

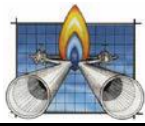
**I.26 Nombre completo, puesto y firma de la persona responsable de la elaboración del estudio.**

**Nombre de persona física, Art. 113 fracción I de la LFTAIP y 116 párrafo primero de la LGTAIP.**

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

Nombre de persona física, Art. 113  
fracción I de la LFTAIP y 116  
párrafo primero de la LGTAIP.

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_



## **CAPÍTULO II. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN.**

### **II.2 Nombre de la instalación, haciendo una breve descripción de la actividad.**

El presente proyecto se denomina “Sistema de Transporte de Gas Natural, de Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., Ramal Altamira.”.

El presente proyecto corresponde a la construcción, instalación y operación de un sistema para transporte de gas natural para usos propios de Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V. (GNN), que tendrá incidencia en el municipio de Altamira, Tamaulipas, y estará compuesto por tubería en Acero al Carbón de 8” D.N. con una longitud total de 3 359 metros (3,35 km) (gasoducto principal), una Estación de Medición (EM) en el punto de interconexión con la Estación de Regulación y Medición (ERM) existente del Sector Campo Tamaulipas – Constituciones, y una ERM para dar suministro de gas natural a las instalaciones de la empresa Dynasol; el gas será transportado a una presión de 256 psig a un flujo máximo de 16,07 MMPCSD (millones de pies cúbicos estándar por día).

#### **II.1.3 Planes de crecimiento a futuro, señalando la fecha estimada de realización.**

De momento, la empresa Promoviente del presente proyecto no contempla planes de crecimiento a futuro.

#### **II.1.4 Fecha de inicio de operaciones.**

Actualmente la empresa promovente del proyecto Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., se encuentra realizando los trámites necesarios para iniciar con la etapa de construcción del proyecto; sin embargo, se tiene contemplado el inicio de operación el día 20 de Noviembre del 2017, una vez que se hayan obtenido todas las autorizaciones por parte de las autoridades Federales, Estatales y Municipales.

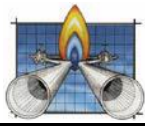
#### **II.1.3 Describir la instalación, indicando alcance e instalaciones que lo conforman, origen, destino, número de líneas, diámetro, longitud, servicio, capacidad proyectada, inversión y vida útil.**

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

El alcance del presente proyecto es el transporte de gas natural de acceso abierto hacia la empresa Dynasol (socio comercial) ubicado en el municipio de Altamira, Tamaulipas, mediante la instalación de 3 359 metros (3,35 km) de tubería en Acero al Carbón de 8” D.N, misma que quedará instalada de manera subterránea. Como infraestructura complementaria, se considera la instalación de una Estación de Medición (EM) en el punto de interconexión con la Estación de Regulación y Medición (ERM) existente del Sector Campo Tamaulipas – Constituciones, y una ERM para dar suministro de gas natural a las instalaciones de la empresa Dynasol, en donde se filtrará, medirá y regulará el gas natural a las condiciones de operación de los equipos de consumo.

##### **H. Origen y destino.**

El sistema para transporte tendrá como origen el punto de interconexión con la Estación de Regulación y Medición (ERM) existente del Sector Campo Tamaulipas – Constituciones, en este punto en donde quedará instalada una Estación de Medición en las coordenadas 22° 27' 53,16" Latitud Norte y 97° 59' 11,61 Longitud Oeste de donde partirá el sistema para transporte en tubería de 8” D.N., y abastecerá a la empresa Dynasol ubicada en el municipio de Altamira, Tamaulipas.



### I. Número de líneas, diámetro, longitud.

El proyecto consiste en un sistema para transporte de gas natural, compuesto por una línea principal de 8" D.N. en acero al carbón, mismo que abastecerá el energético a la empresa Dynasol (socio comercial). En la siguiente tabla se indican los principales componentes del proyecto:

Tabla II.1.3.1 Componentes principales del sistema para transporte.

Componente	Coordenadas de ubicación		Intenciones de diseño
	Latitud Norte	Longitud Oeste	
Estación de Medición	22° 27' 53,16"	97° 59' 11,61"	Medición del gas natural proveniente del proveedor
Tubería de 8" D.N.	--	--	Transporte de Gas Natural
ERM Dynasol	22° 26' 51,64"	97° 58' 15,24"	Recepción, filtración, regulación, medición y entrega de Gas Natural a la empresa Dynasol.

### J. Servicio y capacidad proyectada.

El servicio principal del presente proyecto es el transporte de gas natural al socio comercial ubicado en el municipio de Altamira, Tamaulipas, para lo cual se contempla una capacidad máxima de 16,07 Millones de Pies Cúbicos Estándar por Día (MMSCFD).

### K. Inversión.

La inversión del presente proyecto es de \$ 20 293 908,39.

### L. Vida útil.

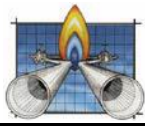
En base a la experiencia acumulada de la empresa promotora, diseñó el proyecto y realizará la construcción del sistema para transporte de gas natural para una vida útil de al menos 30 años en estado de operación, sin embargo este periodo de tiempo puede ser modificado hacia una vida mayor considerando el mantenimiento predictivo, preventivo y en su caso correctivo de la infraestructura a instalar.

#### II.1.4 Señalar cuál es su antigüedad y vida útil remanente.

El sistema para transporte de gas natural actualmente se encuentra en su etapa de planeación, por lo que aún no se encuentra en operación, sin embargo, en base a su experiencia del Promotora, lo diseñó para una vida útil de al menos 30 años en estado de operación. Este periodo de tiempo puede ser modificado hacia una vida mayor considerando el mantenimiento predictivo, preventivo y en su caso correctivo.

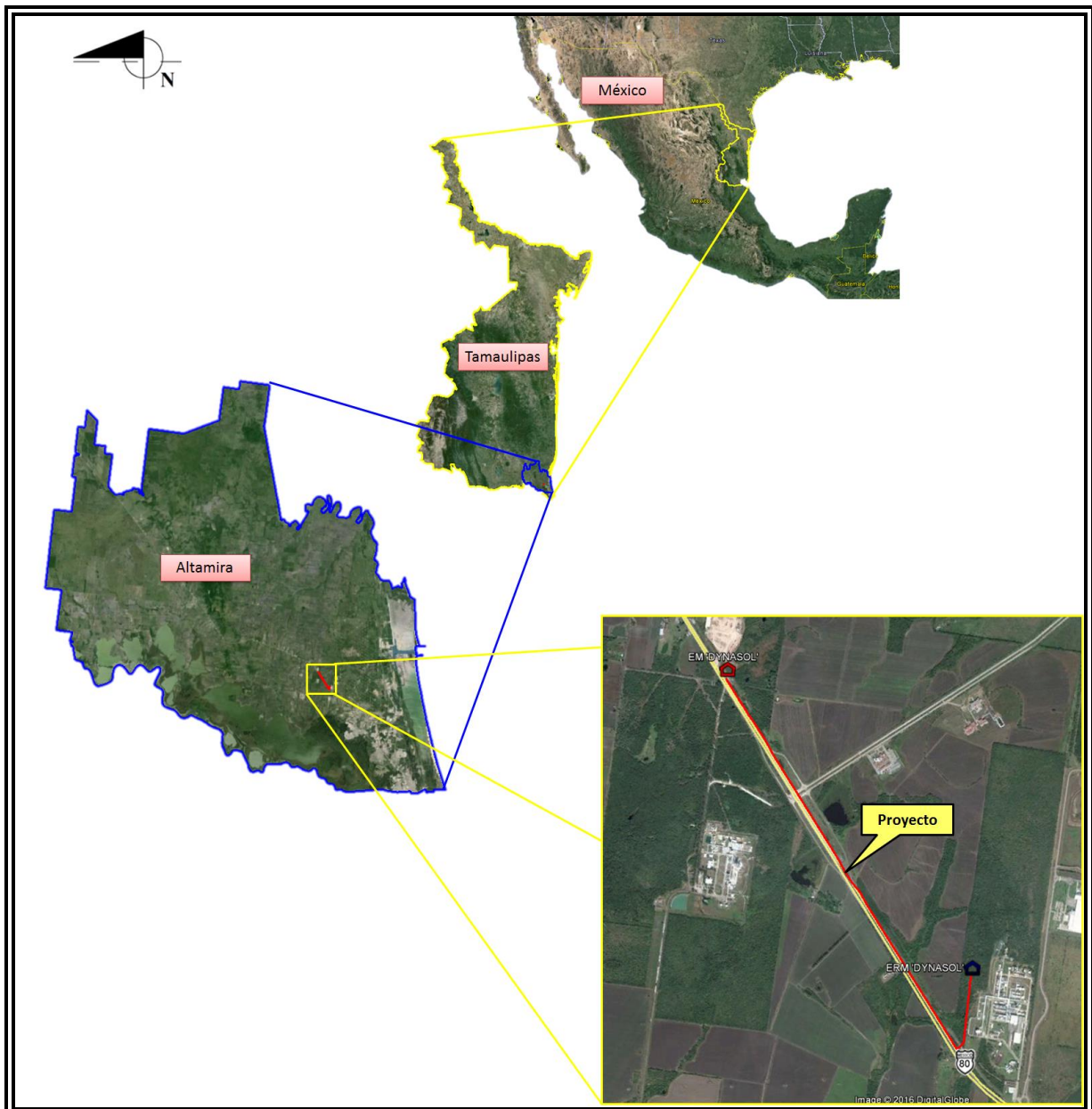
#### II.2 Ubicación del ducto en operación.

El presente proyecto corresponde a la construcción, instalación y operación de un sistema para transporte de gas natural para usos propios de Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V. (GNN), que

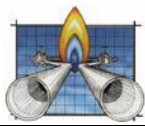


tendrá incidencia en el municipio de Altamira, Tamaulipas, y estará compuesto por tubería en Acero al Carbón de 8" D.N. con una longitud total de 3 359 metros (3,35 km) (gasoducto principal) (**Ver Figura II.2.1**), una Estación de Medición (EM) en el punto de interconexión con la Estación de Regulación y Medición (ERM) existente del Sector Campo Tamaulipas – Constituciones, y una ERM para dar suministro de gas natural a las instalaciones de la empresa Dynasol.

Para mayor detalle **Ver Anexo 3**. Planos del proyecto.

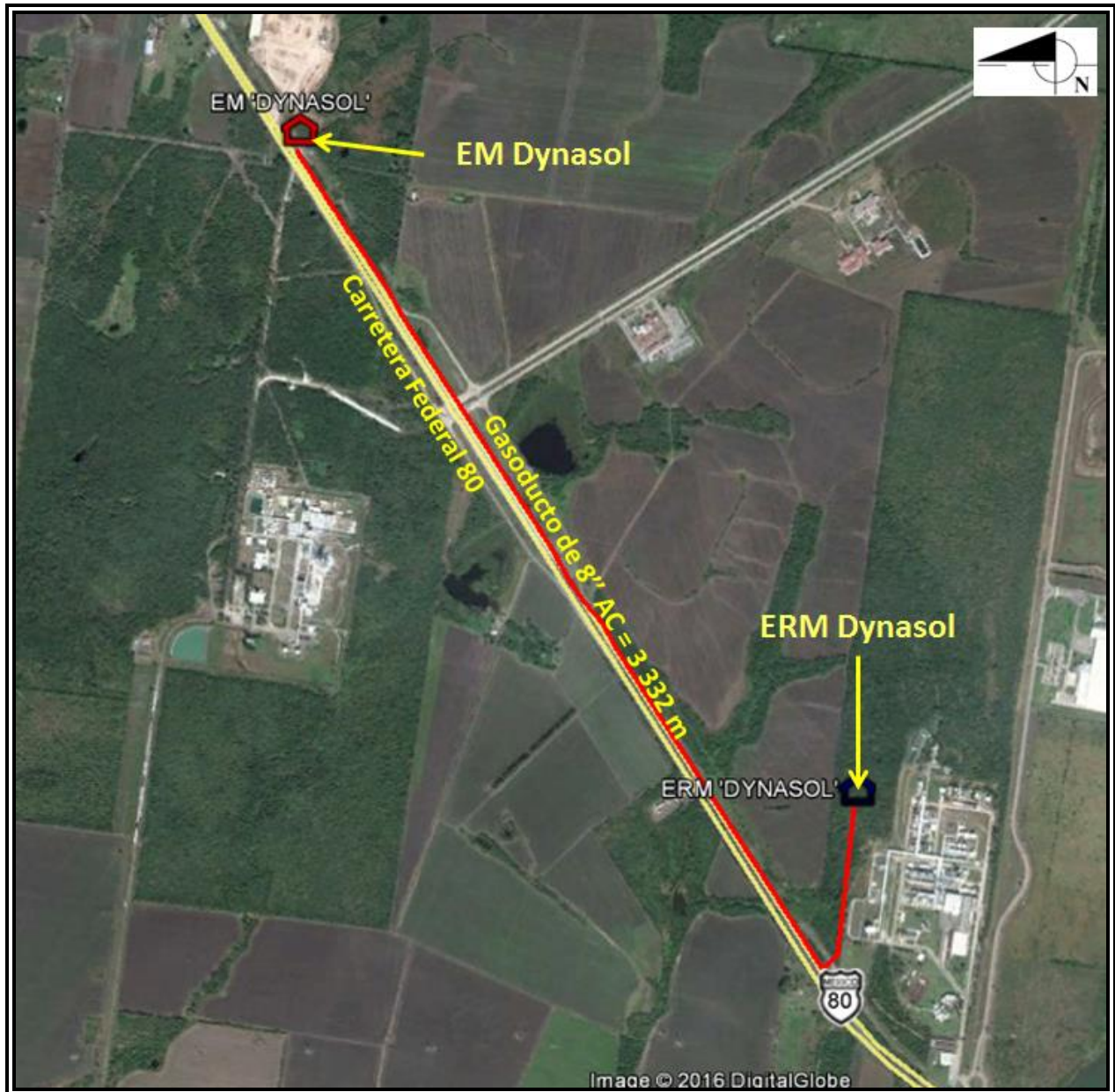


**Figura II.2.1.** Localización del sistema para transporte de Gas Natural promovido por la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.



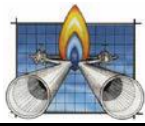
**II.2.1 Incluir un mapa de la región legible a escala adecuada, indicativo de la trayectoria y ubicación del ducto, así como coordenadas y colindancias.**

El sistema para transporte de gas natural propiedad de Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V. se ubicará en el municipio de Altamira Tamaulipas para dar suministro al socio comercial de la empresa Dynasol. (Ver Figura II.2.1.1).



**Figura II.2.1.1** Ubicación y trayectoria del Sistema para Transporte de Gas Natural.

Para mayor detalle, **Ver Anexo 3.** Planos del proyecto.



A continuación se indican los puntos de inflexión del sistema de transporte de gas natural.

**Tabla II.2.1.1** Coordenadas de los Puntos de Inflexión (PI)

PI	Coordenadas geográficas	
	Latitud Norte	Longitud Oeste
1	22° 27' 53,03"	97° 59' 11,65"
2	22° 27' 52,86"	97° 59' 11,91"
3	22° 27' 12,43"	97° 58' 43,94"
4	22° 27' 08,95"	97° 58' 41,06"
5	22° 26' 36,65"	97° 58' 18,81"
6	22° 26' 37,95"	97° 58' 17,27"
7	22° 26' 51,70"	97° 58' 15,62"
8	22° 26' 51,70"	97° 58' 15,54"

**II.2.2 Adjuntar planos de trazo y perfil del ducto, donde se incluya información sobre especificaciones y profundidad del ducto, condiciones de operación, cruzamientos, usos de suelo, clase o localización del sitio, señalamientos, otros.**

El perfil de la zona donde se ubicará el sistema para transporte de gas natural, muestra una topografía en donde la altitud mínima es 20 metros sobre el nivel del mar (msnm) hasta 35 msnm, con pendientes que se mantienen homogéneas en toda la trayectoria del sistema para transporte de gas natural, por lo que no representa un riesgo significativo en pérdidas de presión en el flujo de gas natural.

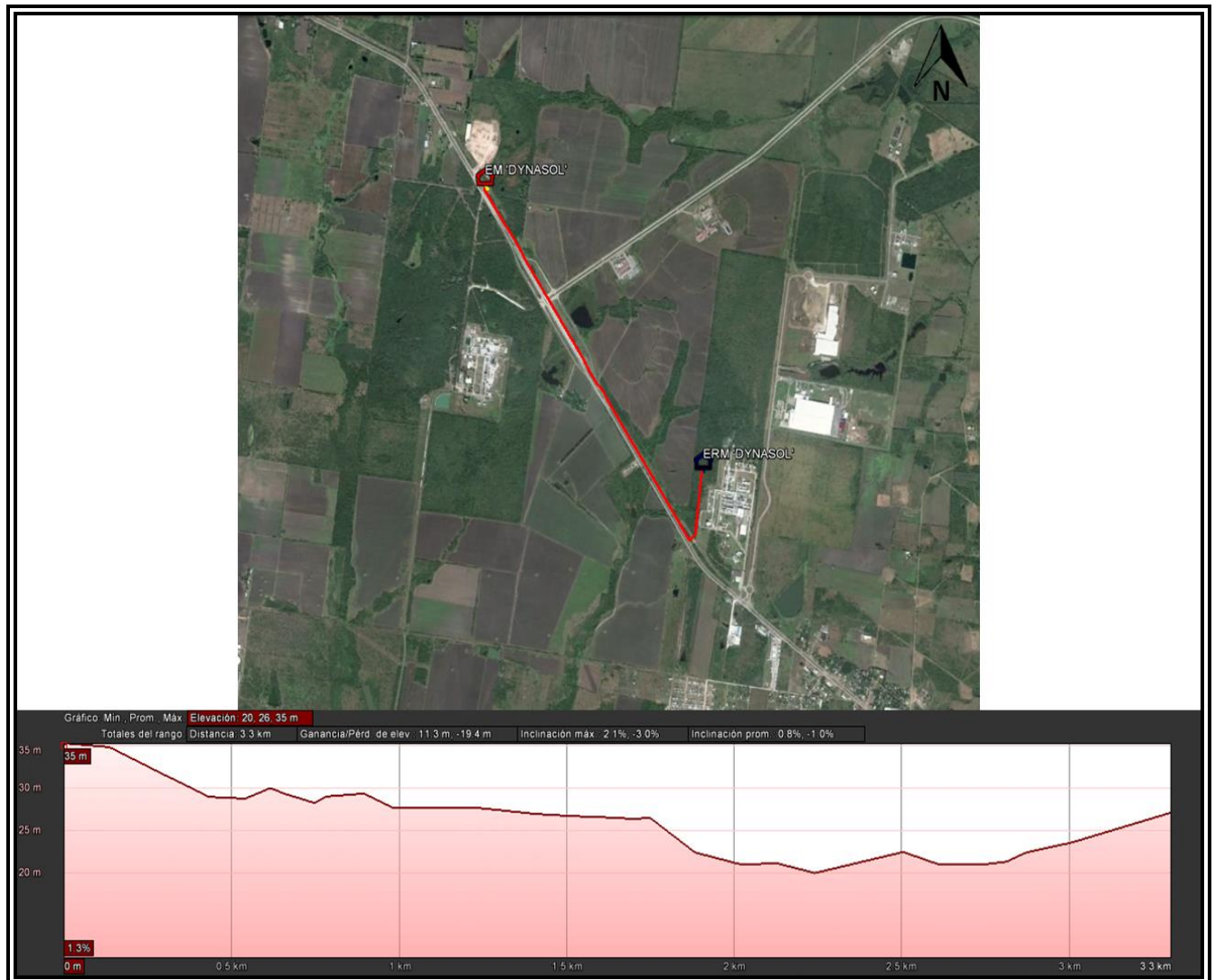
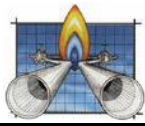
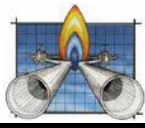


Figura II.2.2.1 Perfil de la zona donde se ubicará el sistema para transporte de gas natural.



Condiciones de operación.

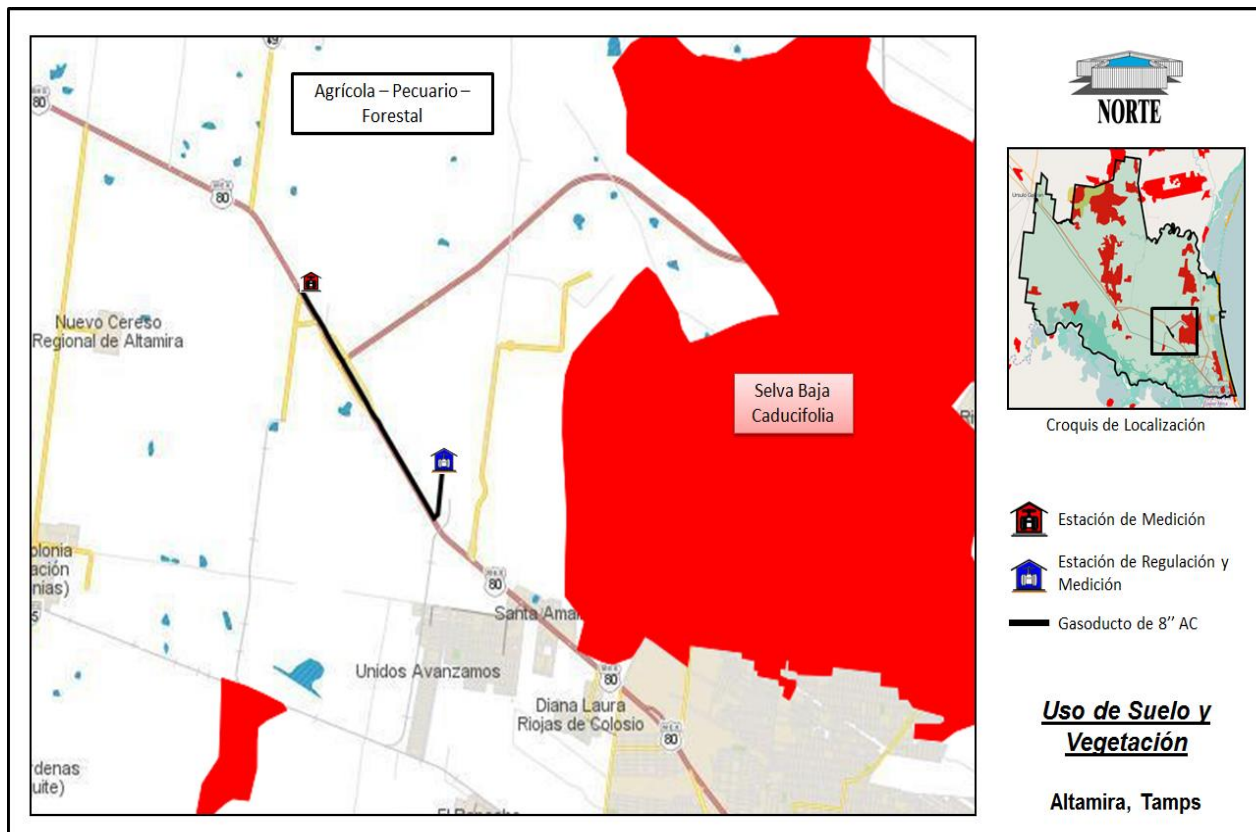
A continuación se muestran los datos de operación del sistema para transporte de gas natural:

**Tabla II.2.2.1** Condiciones de operación del sistema para transporte de gas natural.

<b>Longitud</b>	3 359 m
<b>Diámetro</b>	8" AC
<b>Profundidad</b>	1,5 m
<b>Presión máxima de trabajo</b>	18 kg/cm <sup>2</sup>
<b>Presión mínima de trabajo</b>	17 k/cm <sup>2</sup>
<b>Temperatura</b>	18°C

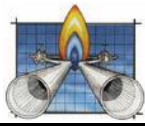
Uso de suelo del área del proyecto.

El uso de suelo en la zona donde se ubicará el sistema para transporte de gas natural es el Pecuario donde predomina el Pastizal Cultivado como vegetación principal de acuerdo a la Carta de Uso de Suelo y Vegetación Serie V del INEGI (Ver Figura II.2.2.2) lo cual fue constatado durante los recorridos en campo donde se comprobó la existencia de áreas con suelo natural en los costados del derecho de vía de la carretera Federal por donde se instalará el proyecto.



**Figura II.2.2.2** Uso de suelo del proyecto.

Fuente: Carta de Uso de Suelo y Vegetación. F1406. Serie V. INEGI.



### **II.2.3 Descripción de accesos (marítimos, terrestres y aéreos).**

Los accesos al proyecto del sistema para transporte de gas natural, serán por vía terrestre únicamente, ya que el puerto marítimo cercano se encuentra a 10 km aproximadamente del proyecto, para los accesos vía aérea, únicamente cuenta con el Aeropuerto Internacional General Francisco Javier Mina, mismo que se encuentra a 20 km aproximadamente del proyecto; para usos terrestres se cuenta con la carretera Federal No. 80 Tampico – Ciudad Mante.

### **II.3. Autorizaciones oficiales para el desarrollo del proyecto.**

Al momento de la realización del presente Estudio de Riesgo Ambiental, aún no se cuenta con las autorizaciones correspondientes para el desarrollo del proyecto; sin embargo, la empresa realizará la gestión de documentos con las siguientes dependencias:

7. Licencia de construcción de los municipios donde quedará instalado el proyecto,
8. Liberación o autorización de la obra por parte de Protección Civil (Municipal y Estatal),
9. Secretaría de Comunicaciones y Transportes (SCT),
10. Comisión Federal de Electricidad (CFE),
11. Teléfonos de México, S.A.B. de C.V. (TELMEX).
12. Comisión Reguladora de Energía (CRE).



### **CAPÍTULO III. ASPECTOS DEL MEDIO NATURAL Y SOCIOECONÓMICO.**

#### **III.2 Descripción de los sitios o áreas seleccionadas para la ubicación del ducto, considerando el entorno natural, incluyendo información relevante sobre intemperismos, flora, fauna, hidrología, asentamientos residenciales, comerciales o industriales, cruces, etc. en una franja de 200 m, paralela a la trayectoria del ducto.**

El presente proyecto corresponde al diseño ejecutivo para la construcción, instalación y operación de un sistema para transporte de gas natural para usos propios de Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V. (GNN), mismo que tendrá incidencia en el municipio de Altamira, Tamaulipas.

#### **Estado de Tamaulipas**

El estado de Tamaulipas se localiza al noroeste del país, entre los paralelos 22° 12" y 27° 40" de Latitud Norte y los meridianos 97°08" y 100°08" de Longitud Oeste. Colinda al norte con los Estados Unidos de América, Río Bravo de por medio; al sur con el Estado de Veracruz y parte de San Luis Potosí; tiene las costas del Golfo de México al este y el Estado de Nuevo León al oeste.

La superficie total del estado es de 78 380 km<sup>2</sup>, representa 4,09% de la superficie total del país.

Fuente: [Enciclopedia de los Municipios de México. Estado de Tamaulipas.](#)

#### **Aspectos bióticos**

##### **Flora.**

En el estado de Tamaulipas existen matorrales en la región desértica, mientras que en la costa y en el sur del estado se encuentran selvas secas y bosques de encinos; cercanos al mar existen manglares. Las áreas dedicadas a las actividades agrícolas ocupan 45% de la superficie estatal.

Fuente: [Enciclopedia de los Municipios de México. Estado de Tamaulipas.](#)

##### **Fauna.**

La fauna que caracteriza al estado de Tamaulipas se compone por: en el bosque: ardilla voladora, musaraña, topo, culebra encapuchada, culebra listonada, sapo verde, salamandra, tlaconete y tritón. Selva seca: jagua-rundí, nutria, murciélago, mico de noche, loro, lagarto, así como culebras cavadora y ojo de gato. Matorral: tuza, boa (constrictor), cascabel chilladora y xenosaurio. Manglar: cocodrilo, cangrejo ermitaño, iguana espinosa y lagartija cornuda. Animales en peligro de extinción: mono araña, ocelote y tayra.

Fuente: [Enciclopedia de los Municipios de México. Estado de Tamaulipas.](#)



## Hidrología Superficial y Subterránea

### Hidrología Superficial

#### Estado de Tamaulipas

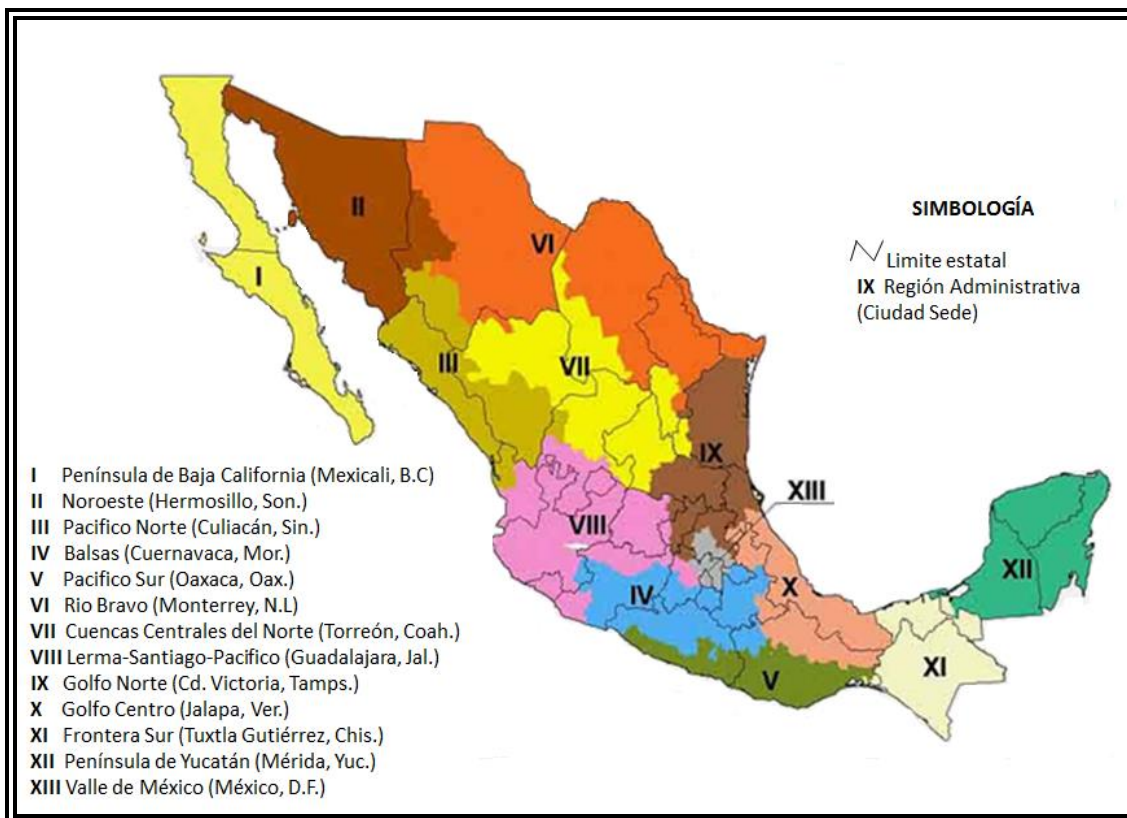
Los recursos hidrológicos con los que cuenta el estado de Tamaulipas, incluyen a las fuentes de agua superficial y subterránea. Entre las primeras, se encuentran los ríos, arroyos y cuerpos de agua como son lagos y presas.

En el estado de Tamaulipas destacan 4 grandes ríos que corren de poniente a oriente hacia el Golfo de México, formando cuencas a las que corresponden las regiones de mayor producción agropecuaria. Los ríos son el Bravo, Conchos, Purificación y Guayalejo. Sobre el Río Bravo (río Grande) y uno de sus afluentes, el San Juan, se encuentran las presas Falcón y la Marte R. Gómez respectivamente.

Conjuntamente, estas dos presas y la presa de la Amistad, localizada en el estado de Coahuila, forman parte del complejo hidráulico más importante del país, con una capacidad de almacenamiento de 12 940 millones de metros cúbicos. La Presa Vicente Guerrero, que se abastece principalmente de los ríos Purificación, San Carlos y Pílon, es la más grande del estado, está ubicada en el municipio de Padilla y forma parte del nacimiento del río Soto la Marina. Tiene una capacidad de almacenamiento de 3 910 millones de metros cúbicos.

Hay 13 presas menores adicionales. En total se cuenta con una capacidad de almacenamiento de 7 500 millones de metros cúbicos. Los ríos y el total de cuerpos receptores y de almacenamiento de agua dulce aseguran el abastecimiento a las actividades agrícolas e industriales de la entidad

Actualmente la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA), considera que las cuencas hidrológicas son las unidades básicas de gestión de los recursos hídricos, y ha dividido el país en 13 Regiones Hidrológico – Administrativas (**Ver Figura III.1.1**), con el fin de administrar y preservar las aguas nacionales.



**Figura III.1.1** Regiones Hidrológico–Administrativas del Territorio Nacional, establecidas por la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA).

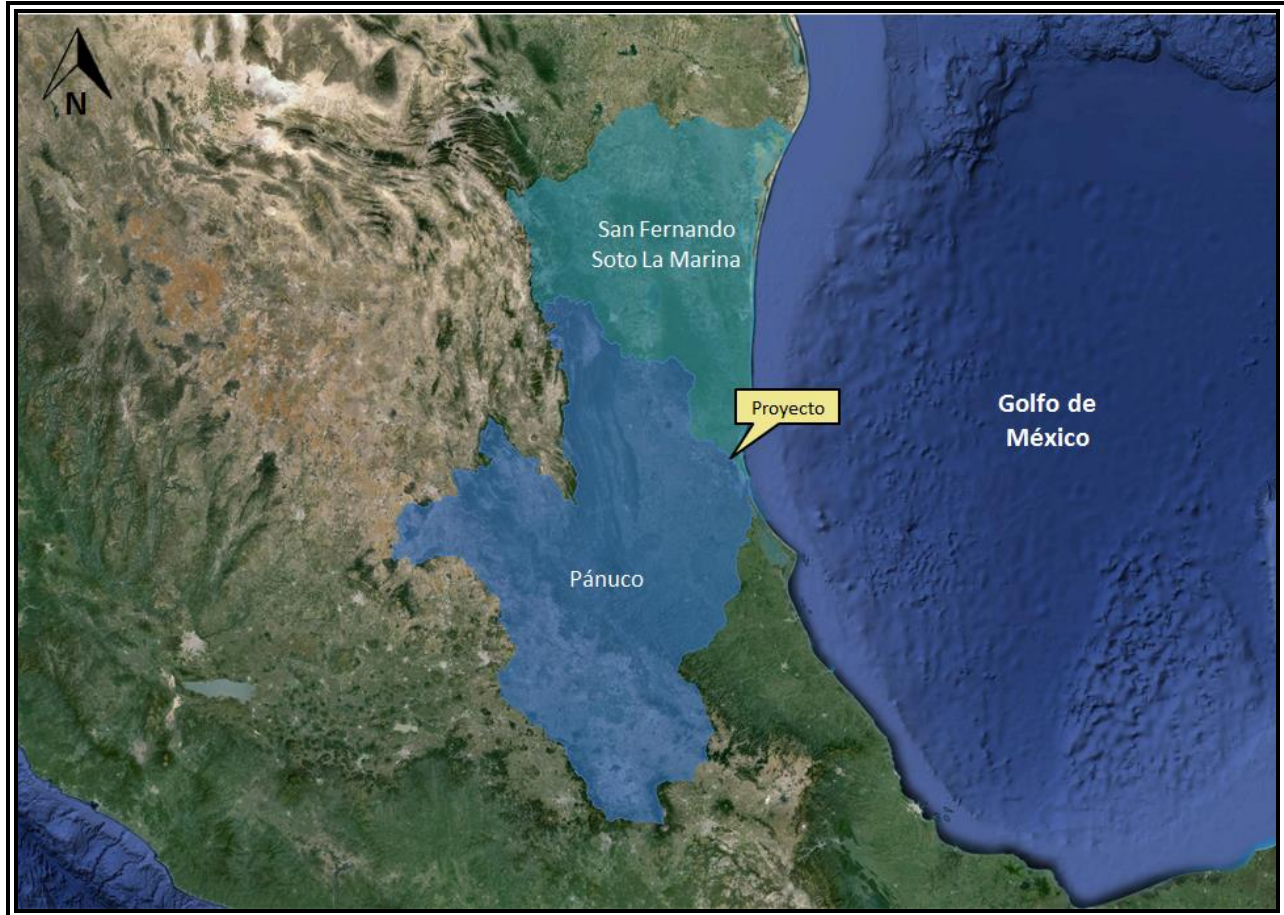
Fuente: Comisión Nacional del Agua (CONAGUA).

### Municipio de Altamira

Los recursos hidrográficos con que cuenta el municipio de Altamira están constituidos por el río Barberena, ubicado en la parte norte del Municipio, que sirve como límite entre Aldama y Altamira; nace en la sierra de Tamaulipas en el Municipio de Aldama; el río Tamesí que marca los límites con el Estado de Veracruz. Además cuenta con otros recursos como son los Esteros, El Salado, El Conejo y el del Norte, así como las lagunas del Camalote, Chapayán y la Altamira.

Fuente: Enciclopedia de los Municipios y Delegaciones de México  
Municipio Altamira, Tamaulipas.

El Sistema para Transporte de Gas Natural incide en la Región Hidrográfica San Fernando Soto La Marina y Pánuco, en la Cuenca Hidrográfica Lago San Andrés – Lago Morales y específicamente dentro de la Subcuenca Hidrográfica (Ver Figuras III.1.2 a la III.1.4).



**Figura III.1.2** Incidencia del proyecto dentro de la Región Hidrológica San Fernando Soto La Marina y Pánuco.



**Figura III.1.3** Incidencia del proyecto dentro de la Cuenca Hidrológica Lago San Andrés – Lago Morales.



**Figura III.1.4** Incidencia del proyecto dentro de la Subcuenca Rio Salado.

Cabe mencionar, que en el área de influencia del proyecto no se localizan cuerpos de agua que serán cruzados mediante la técnica de perforación direccional.

### **Hidrología Subterránea**

Las fuentes de agua subterránea comprenden el agua que se infiltra y se almacena en los materiales porosos y permeables del subsuelo. El agua subterránea puede circular lentamente a través de estos materiales, y eventualmente aflorar a la superficie en forma de manantiales.

La hidrología del municipio de Altamira donde incide el proyecto se nutre mediante el acuífero Zona Sur.

### **Acuífero Zona Sur.**

El acuífero Zona Sur se localiza en la porción sur del Estado de Tamaulipas, entre los paralelos 22° 14' y 22° 45' de latitud norte y los meridianos 97° 47' y 98° 20' de longitud oeste, comprendiendo una superficie aproximada de 1 834 km<sup>2</sup>.

Colinda al Norte con el acuífero Aldama – Soto La Marina, al Oriente con el Golfo de México, al Occidente con el acuífero Llera – Xicotencatl y al Sur con el acuífero Tampico – Misantla del estado de Veracruz (**Figura III.1.5**).



El acuífero se localiza totalmente dentro de los municipios de Altamira, Tampico y Ciudad Madero y algunas pequeñas porciones del municipio de Aldama; destacando en él las poblaciones de Tampico, Altamira, El Fuerte, Cervantes, Cuauhtémoc, Lindavista, San Antonio y El Palmar.

El acuífero queda comprendido en la Región Hidrológica N° 26 Panuco, cuenca del Río Tamesí y subcuenca del Río Guayalejo, está considerado como una de las cinco más importantes del país, tanto por el volumen de sus escurrimientos, como por la superficie que ocupa.

### **Recarga total media anual (Rt)**

La recarga total media anual que recibe el acuífero, corresponde con la suma de todos los volúmenes que ingresan, tanto en forma de recarga natural como inducida. Para este caso, su valor es de 14,8 hm<sup>3</sup>/año (Millones de metros cúbicos anuales).

### **Descarga natural comprometida**

La descarga natural comprometida se determina sumando los volúmenes de agua concesionados de los manantiales y del caudal base de los ríos que está comprometido como agua superficial, alimentados por el acuífero, más las descargas que se deben conservar para no afectar a los acuíferos adyacentes; sostener el gasto ecológico y prevenir la migración de agua de mala calidad hacia el acuífero.

Para el caso del acuífero Zona Sur, el valor es de 3,6 hm<sup>3</sup> anuales, de los cuales 0,34 corresponden a salidas a corrientes superficiales, 0,15 corresponden a las salidas subterráneas hacia el mar que se deben dejar escapar para mantener el equilibrio de la interfase marina, 0,2 a descargas a cuerpos de agua y los 2,9 hm<sup>3</sup> restantes al 25 % de la evapotranspiración que debe comprometerse para preservar el ecosistema costero.

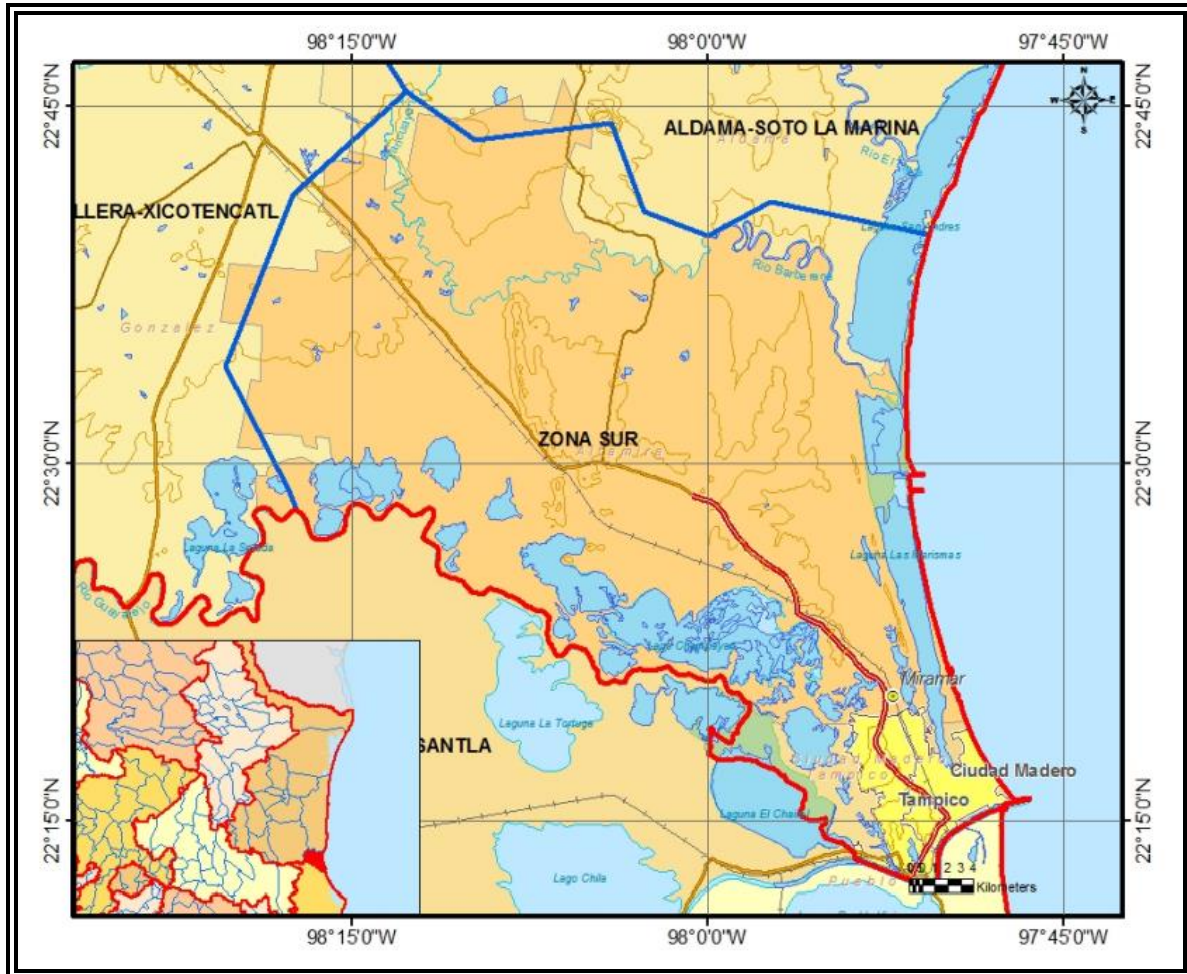


Figura III.1.5 Localización del Acuífero Zona Sur

Fuente: Disponibilidad del Agua Subterránea  
Comisión Nacional del Agua (CONAGUA)

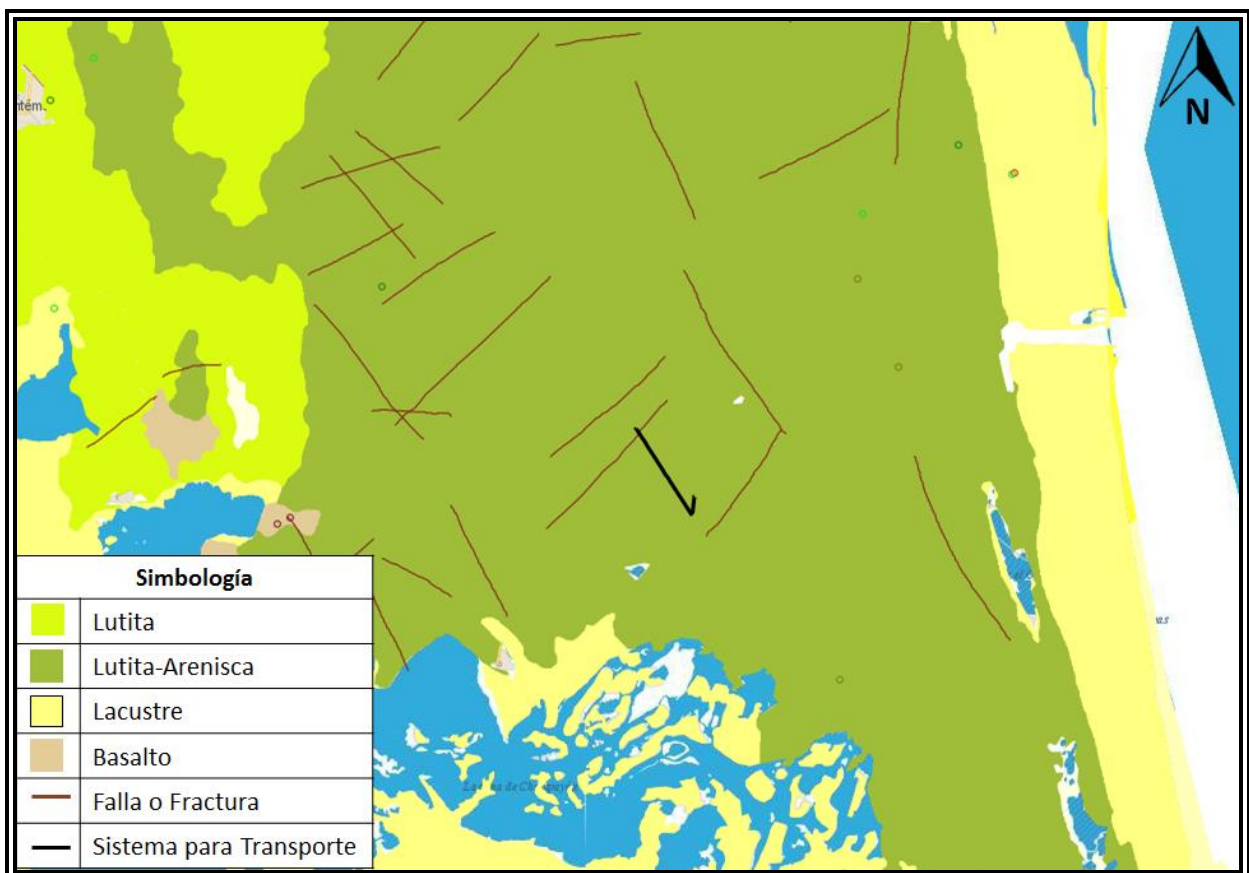
Cabe mencionar, que durante las actividades del proyecto no se verá afectada la hidrología subterránea existente en el área de influencia del sistema para transporte de gas natural, ya que si bien se realizará una zanja para la instalación del gasoducto, la trinchera no tendrá una profundidad mayor a 1,5 m, en cuanto a las perforaciones direccionales, estas sólo se realizarán para cruzar subterráneamente los arroyos naturales.



**III.1.1 Incluir planos de la región, indicativos de la ubicación de zonas vulnerables o puntos de interés (asentamientos humanos, áreas naturales protegidas, zonas de reserva ecológica, cuerpos de agua, etc.). Señalando, claramente tanto en plano como en una tabla los distanciamientos a las mismas; así como la densidad demográfica de las zonas habitadas cercanas al trazo del proyecto.**

**Zonas vulnerables.**

De acuerdo a datos del INEGI y tal como se aprecia en la **Figura III.1.1.1** en el trayecto del sistema para transporte de gas natural propiedad de la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., dentro del municipio de Altamira, Tamaulipas se localiza una falla de tipo normal, formada por la tracción de las placas tectónicas. Sin embargo, respecto a los datos del SSN (Servicio Sismológico Nacional), se han registrado dos sismos en dicha zona, mismos que no han ocasionado afectaciones a la infraestructura de la zona en cuestión.



**Figura III.1.1.1** Geología presente en la trayectoria del sistema para transporte, apreciándose la existencia de fallas y/o fracturamientos.

Fuente: Mapa Digital de México V6.1 INEGI

De acuerdo a los datos registrados en el Servicio Sismológico Nacional (SSN), en los últimos 10 años se han registrado un total de 2 sismos dentro del municipio de Altamira, Tamaulipas desde el año 2006 a la fecha.



En lo referente a la susceptibilidad de la zona a erupciones volcánicas (**Ver Figura III.1.1.2**), cabe mencionar que el municipio de Altamira, no se cuenta con la presencia de ningún volcán activo que pudiera causar afectaciones a la estructura mecánica del sistema para transporte de gas natural.



**Figura III.1.1.2** Volcanes existentes en la República Mexicana.

Fuente. Centro Nacional para la Prevención de Desastres (CENAPRED).

### Regiones Prioritarias.

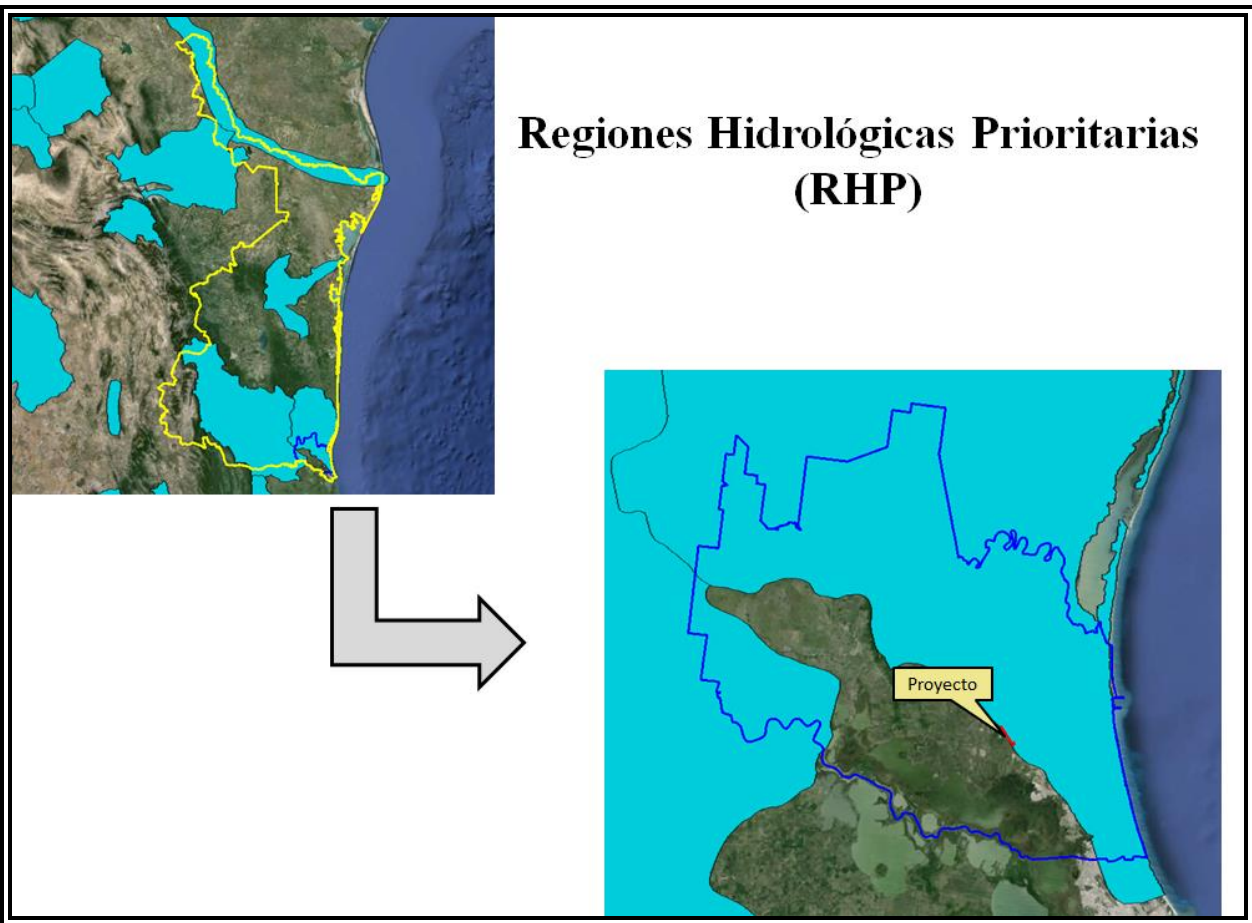
#### Regiones Hidrológicas Prioritarias (RHP).

La Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad (CONABIO), en el mes de Mayo de 1998, inició el *Programa de Regiones Hidrológicas Prioritarias (RHP)*, con el objetivo de obtener un diagnóstico de las principales subcuencas y sistemas acuáticos del país considerando las características de biodiversidad y los patrones sociales y económicos de las áreas identificadas, para establecer un marco de referencia que pueda ser considerado por los diferentes sectores para el desarrollo de planes de investigación, conservación uso y manejo sostenible. Este programa forma parte de una serie de estrategias instrumentadas por la CONABIO para la promoción a nivel nacional del conocimiento y conservación de la biodiversidad en México.

Dentro de dicho programa, se identificaron 110 regiones hidrológicas prioritarias por su biodiversidad, de las cuales 82 corresponden a áreas de uso y 75 a áreas de alta riqueza biológica con potencial para su conservación; dentro de estas dos categorías, 75 presentaron algún tipo de amenaza.



Además se identificaron 29 áreas que son importantes biológicamente, pero que carecen de información científica suficiente sobre su biodiversidad.



**Figura III.1.1.3** Regiones Hidrológicas Prioritarias que inciden en el Estado de Tamaulipas, constatándose que el proyecto incide en la RHP Cenotes de Aldama.

**Fuente: CONABIO. Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad. Regiones Hidrológicas Prioritarias (RHP)**

De acuerdo a la **Figura III.1.1.3**, el presente proyecto incide con la RHP Cenotes de Aldama por lo que las actividades del proyecto estarán reguladas por criterios de conservación de ninguna región hidrológica prioritaria, sin embargo, con el fin de instaurar un proyecto sustentable, se implementarán medidas preventivas y en su caso correctivas para la minimización y compensación de impactos que puedan ser generados durante la obra civil del proyecto.



### **Densidad demográfica en el área del proyecto.**

La instalación y operación del Sistema para Transporte de Gas Natural propiedad de Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., se realizará dentro del municipio de Altamira, Tamaulipas, mismo que se describe a continuación:

#### Estado de Tamaulipas.

El estado de Tamaulipas, según los datos reportados por el INEGI 2015, cuenta con una población de 3 441 698 habitantes, de los cuales son 1 692 186 hombres y 1 749 512 mujeres.

#### Municipio de Altamira.

El municipio de Altamira, de acuerdo con los datos del Censo de Población y Vivienda del 2010, (INEGI) tiene una población de 212 001 habitantes, de los cuales se comprende por 105 619 hombres y 106 382 mujeres, en este sentido, es una población que se compone ligeramente en su mayoría por mujeres.

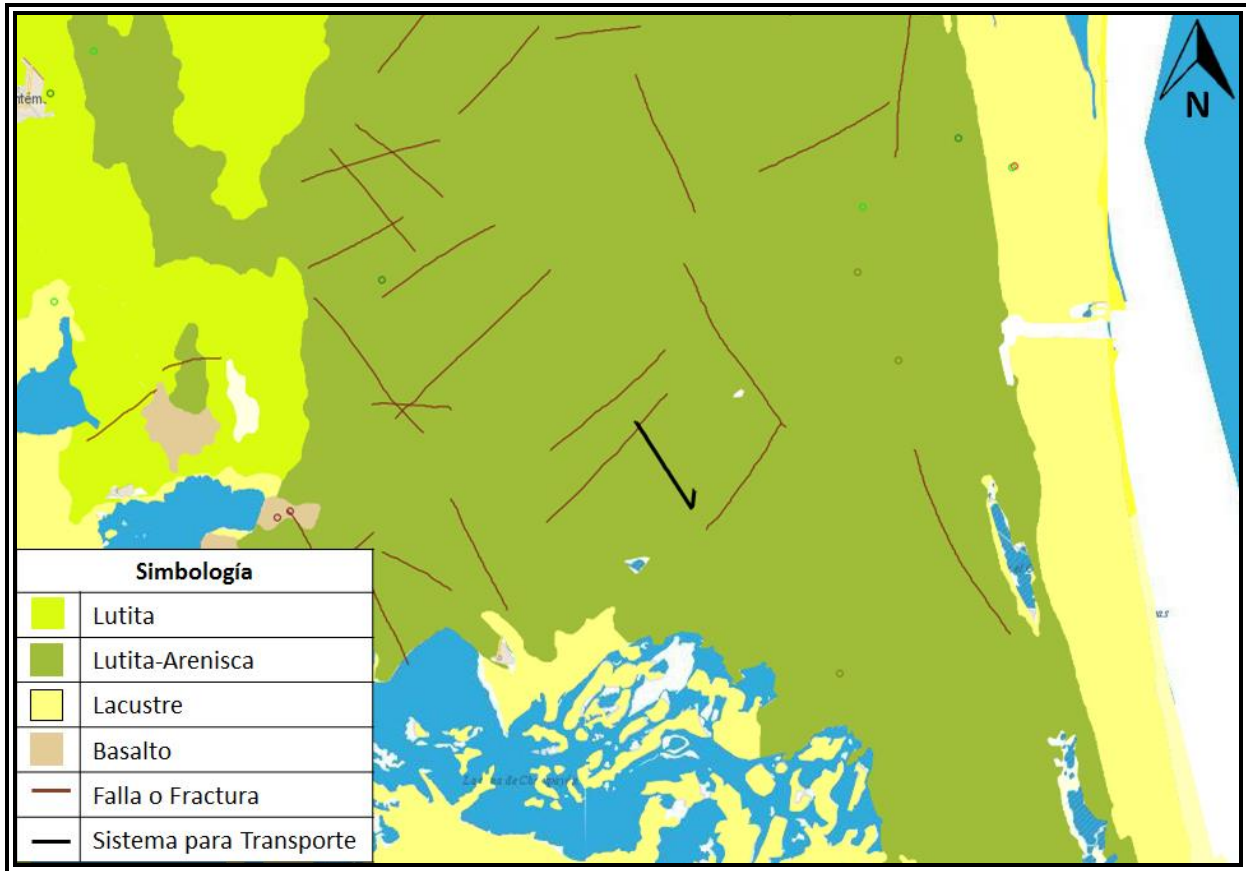
### **III.2 Los sitios que conforman la trayectoria del ducto se encuentran en zonas susceptibles a:**

- (X) Terremotos (Sismicidad).
- (X) Corrimientos de tierra.
- (X) Derrumbamientos o hundimientos.
- (X) Inundaciones (historial de 10 años).
- ( ) Perdidas de suelo debido a la erosión.
- ( ) Contaminación de las aguas superficiales debido a escurrimientos y erosión.
- ( ) Riesgos radiológicos.
- (X) Huracanes.

#### **Presencia de Fallas y Fracturamientos.**

De acuerdo a datos del INEGI y tal como se aprecia en la **Figura III.2.1** en el trayecto del sistema para transporte de gas natural propiedad de la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., dentro del municipio de Altamira, Tamaulipas se localiza una falla de tipo normal, formada por la tracción de las placas tectónicas. Sin embargo, respecto a los datos del SSN (Servicio Sismológico Nacional), se han registrado dos sismos en dicha zona, mismos que no han ocasionado afectaciones a la infraestructura de la zona en cuestión.

Fuente: Instituto Nacional de Geografía y Estadística (INEGI)  
Servicio Sismológico Nacional (SSN)



**Figura III.2.1** Geología presente en la trayectoria del sistema para transporte, apreciándose la existencia de fallas y/o fracturamientos.

Fuente: Mapa Digital de México V6.1 INEGI

### **Susceptibilidad de la zona.**

Como se describió anteriormente, el estado de Tamaulipas ha sufrido daños por la llegada de Tormentas Tropicales en los últimos 14 años, ya que han tocado tierra sobre el territorio estatal, por lo que se considera que éste si es susceptible a fenómenos meteorológicos.

El área donde se realizará la instalación y operación del sistema para transporte de gas natural, se ubica dentro de una zona con clasificación sísmica tipo A (**Ver Figura III.2.2**), la cual 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 causa de temblores.

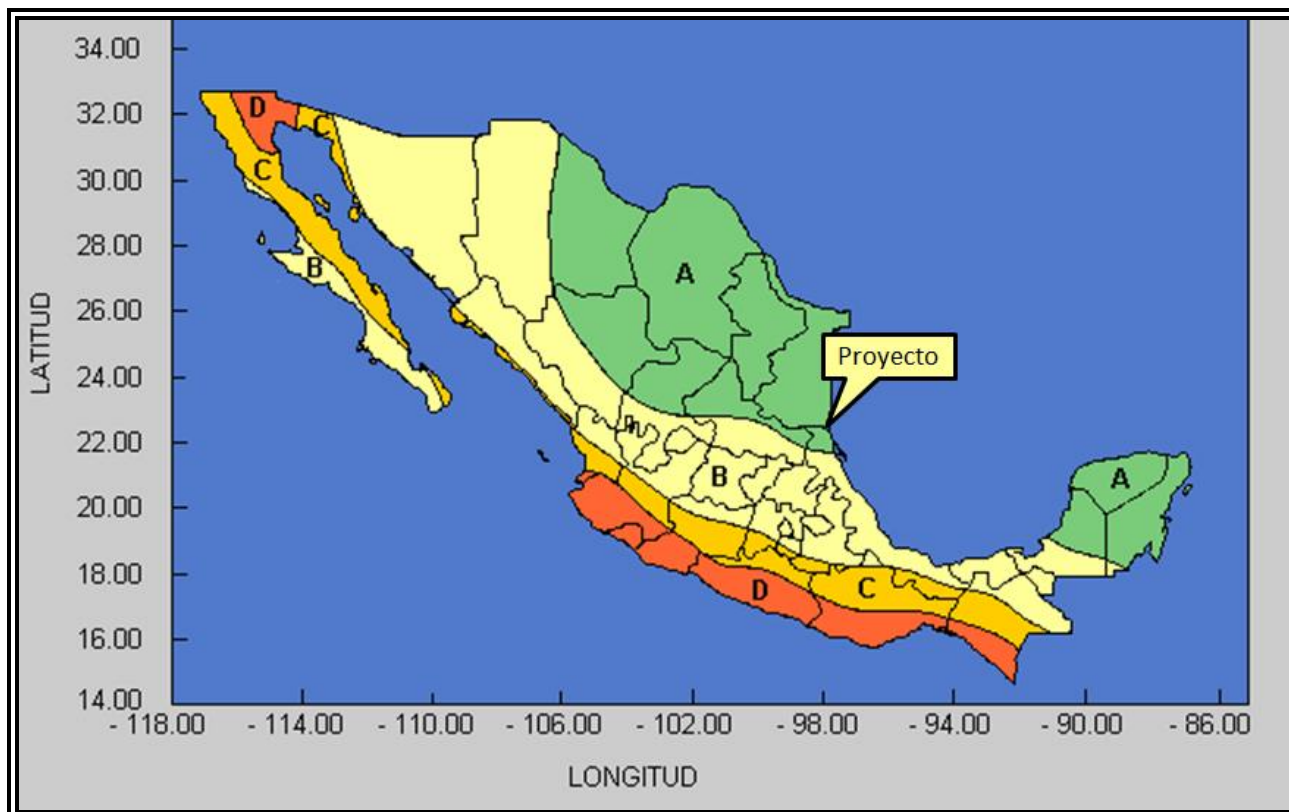


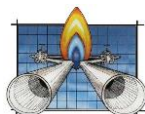
Figura III.2.2 Mapa de Zonificación Sísmica de la República Mexicana.

Fuente. Servicio Sismológico Nacional (SSN)

A continuación se muestran los datos de los sismos registrados en el Estado de Tamaulipas desde el año 2006 a la fecha (Ver Tabla III.2.1).

Tabla III.2.1 Sismos registrados en el estado de Tamaulipas

Escala	Fecha	Epicentro Localización: Latitud, Longitud	Profundidad
3,7	2016-05-16	44 km al NOROESTE de SAN FERNANDO, TAM : 25,12°, -98,48°	10 km
3,6	2016-05-16	47 km al OESTE de CD VICTORIA, TAM : 23,68°, -99,6°	5 km
3,6	2015-06-10	66 km al SUROESTE de SAN FERNANDO, TAM : 24,69°, -98,78°	3 km
3,5	2015-06-09	52 km al SUROESTE de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 25,97°, -99,25°	15 km
3,2	2015-06-03	43 km al SURESTE de CD VICTORIA, TAM: 23,41°, -98,92°	3 km
3,7	2015-05-29	61 km al NORESTE de CD VICTORIA, TAM : 24,07°, -98,66°	10 km
3,9	2015-04-27	60 km al OESTE de CD MANTE, TAM : 22,65°, -99,54°	5 km
3,6	2015-02-12	38 km al OESTE de SAN FERNANDO, TAM : 24,84°, -98,54°	3 km
3,3	2015-01-27	56 km al SUROESTE de CD MIGUEL	3 km



Escala	Fecha	Epicentro Localización: Latitud, Longitud	Profundidad
		ALEMAN, TAM : 26,06°, -99,45°	
3,7	2015-01-23	46 km al NORESTE de CD MANTE, TAM: 23,13°, -98,79°	5 km
3,3	2015-01-21	55 km al SUROESTE de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 26,1°, -99,47°	3 km
3,5	2015-01-19	64 km al SUROESTE de SAN FERNANDO, TAM : 24,64°, -98,75°	3 km
3,7	2015-01-18	46 km al NOROESTE de SAN FERNANDO, TAM : 25,15°, -98,47°	3 km
3,3	2015-01-15	78 km al SUR de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 25,71°, -99,19°	18 km
3,6	2014-12-30	3 km al NORESTE de CD VICTORIA, TAM : 23,77°, -99,14°	3 km
3,7	2014-12-03	56 km al SUROESTE de CD VICTORIA, TAM : 23,32°, -99,46°	8 km
3,8	2014-11-14	68 km al OESTE de SAN FERNANDO, TAM : 24,75°, -98,82°	3 km
3,6	2014-11-14	41 km al OESTE de SAN FERNANDO, TAM : 24,78°, -98,56°	3 km
3,7	2014-09-22	49 km al SUROESTE de CD VICTORIA, TAM : 23,41°, -99,47°	10 km
3,7	2014-09-02	39 km al NOROESTE de GONZALEZ, TAM : 23,03°, -98,74°	79 km
3,6	2014-08-27	76 km al SUROESTE de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 25,74°, -99,24°	5 km
3,6	2014-08-11	48 km al SUROESTE de CD MANTE, TAM : 22,46°, -99,33°	5 km
3,5	2014-08-08	70 km al SUR de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 25,77°, -99,12°	20 km
3,5	2014-07-22	52 km al SUROESTE de SAN FERNANDO, TAM : 24,57°, -98,56°	5 km
3,7	2014-07-19	26 km al NORTE de ALDAMA, TAM : 23,15°, -98,13°	20 km
3,8	2014-06-15	44 km al SUROESTE de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 26,02°, -99,15°	20 km
3,8	2014-05-28	42 km al SUROESTE de CD MANTE, TAM : 22,44°, -99,22°	5 km
3,5	2014-05-19	58 km al SUROESTE de CD GVO DIAZ ORDAZ, TAM: 25,74°, -98,8°	16 km
3,5	2014-05-19	67 km al SUR de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 25,8°, -99,13°	17 km
3,8	2014-05-19	56 km al SUR de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 25,89°, -99,1°	18 km
3,4	2014-05-15	30 km al NOROESTE de SAN FERNANDO, TAM : 24,95°, -98,43°	5 km
3,4	2014-04-25	75 km al SUROESTE de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 25,75°, -99,25°	5 km
4,0	2014-04-02	82 km al SUR de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 25,51°, -99,48°	5 km
3,5	2014-03-18	83 km al SUR de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 25,66°, -99,14°	20 km
3,4	2014-03-13	81 km al SUR de CD MIGUEL ALEMAN,	15 km



Escala	Fecha	Epicentro Localización: Latitud, Longitud	Profundidad
		TAM : 25,68°, -99,18°	
3,5	2014-03-04	78 km al SUROESTE de CD GVO DIAZ ORDAZ, TAM: 25,68°, -99,08°	16 km
3,3	2014-03-03	76 km al SUR de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 25,73°, -99,22°	15 km
3,4	2014-03-02	81 km al SUR de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 25,68°, -99,16°	15 km
3,5	2014-03-01	82 km al SUR de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 25,67°, -99,17°	3 km
3,9	2014-02-20	58 km al SUR de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 25,88°, -99,09°	20 km
3,4	2014-02-19	82 km al SUR de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 25,66°, -99,16°	18 km
3,6	2014-02-05	33 km al SUROESTE de SAN FERNANDO, TAM : 24,58°, -98,3°	4 km
3,9	2014-02-05	79 km al SURESTE de VALLE HERMOSO, TAM : 25,13°, -97,31°	3 km
3,7	2014-02-02	55 km al SUR de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 25,9°, -99,06°	20 km
3,2	2014-01-14	36 km al OESTE de SAN FERNANDO, TAM : 24,86°, -98,51°	5 km
3,4	2014-01-08	27 km al NORTE de CD VICTORIA, TAM : 23,97°, -99,21°	20 km
3,6	2013-12-04	46 km al SUROESTE de CD GVO DIAZ ORDAZ, TAM: 25,84°, -98,74°	16 km
3,3	2013-12-03	82 km al SUROESTE de CD GVO DIAZ ORDAZ, TAM: 25,59°, -99,01°	12 km
3,4	2013-12-02	76 km al SUR de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 25,73°, -99,16°	18 km
3,6	2013-12-02	45 km al SUR de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 26,0°, -99,04°	18 km
3,7	2013-11-29	79 km al SUR de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 25,7°, -99,18°	16 km
3,5	2013-11-19	83 km al SUR de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 25,66°, -99,16°	18 km
3,6	2013-11-06	81 km al SUROESTE de CD GVO DIAZ ORDAZ, TAM: 25,65°, -99,08°	20 km
3,5	2013-11-04	61 km al SUROESTE de CD GVO DIAZ ORDAZ, TAM: 25,74°, -98,88°	20 km
3,5	2013-10-31	80 km al SUROESTE de CD GVO DIAZ ORDAZ, TAM: 25,65°, -99,07°	20 km
3,5	2013-10-22	68 km al SUR de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 25,79°, -99,08°	10 km
3,8	2013-10-21	79 km al SUR de CD MIGUEL ALEMAN, TAM : 25,69°, -99,13°	16 km
3,8	2013-08-22	64 km al NOROESTE de SAN FERNANDO, TAM : 25,31°, -98,55°	20 km
3,8	2013-06-18	60 km al SUROESTE de SAN FERNANDO, TAM : 24,59°, -98,68°	5 km
3,5	2012-09-07	44 km al SUROESTE de SAN FERNANDO, TAM : 24,46°, -98,28°	10 km
4,1	2012-06-24	18 km al NORTE de ALTAMIRA,	16 km



Escala	Fecha	Epicentro Localización: Latitud, Longitud	Profundidad
		TAM : 22,56°, -97,92°	
3,6	2011-09-06	42 km al SUROESTE de SAN FERNANDO, TAM : 24,61°, -98,48°	20 km
3,9	2011-02-12	56 km al NOROESTE de CD MANTE, TAM: 23,204°, -99,2°	38 km
3,6	2010-09-08	36 km al NOROESTE de CD VICTORIA, TAM : 23,97°, -99,39°	28 km
4,1	2008-10-30	16 km al NORTE de ALTAMIRA, TAM : 22,54°, -97,91°	98 km
4,2	2008-09-23	36 km al NORESTE de CD MADERO, TAM : 22,46°, -97,54°	11 km

Fuente. Servicio Sismológico Nacional (SSN)

En base a la tabla anterior, se observa que en los últimos 10 años se ha registrado un total de 2 sismos dentro del municipio de Altamira, Tamaulipas, de los cuales, de acuerdo a lo que establece el Servicio Sismológico Nacional (SSN), los dos sismos se han presentado con magnitud mayor a 4,0, que de acuerdo al SSN son fenómenos que a menudo se sienten y solo causan daños menores a la población e infraestructura presente en la zona donde se generan. Por lo que se considera que el municipio de Altamira es un territorio susceptible a movimientos sísmicos, sin embargo, no se han registrado fenómenos que hayan causado afectaciones graves a la población del municipio.

**Fenómenos Climatológicos.**

Información Histórica de Fenómenos Climatológicos.

México ha sufrido los efectos de tormentas tropicales y ciclones en los últimos 14 años, provenientes tanto del Océano Atlántico como del Océano Pacífico, a continuación se presentan datos históricos de los eventos climatológicos ocurridos en el período del 2001 al 2014.

**Tabla III.2.2** Huracanes y tormentas tropicales registradas en México del 2001 al 2014.

Año	Océano	Nombre	Categoría	Estados Afectados
2014	Pacífico	Simón	H4	Michoacán, Chiapas, Oaxaca, Guerrero, Baja California Sur, Colima y Jalisco
		Trudy	TT	Guerrero, Chiapas y Oaxaca.
		Vance	DT	Sinaloa, Durango, Jalisco, Colima Nayarit
	Atlántico	Dolly	TT	San Luis Potosí, Tamaulipas, Querétaro, Hidalgo, Puebla y Veracruz
		Depresión Tropical 9	DT	Campeche
2013	Pacífico	Barry	TT	Campeche, Tabasco, Veracruz, Puebla y Tlaxcala
		Fernand	TT	Campeche, Tabasco, Veracruz, Puebla y Tlaxcala
		Ingrid	TT	Campeche, Tabasco, Veracruz, Puebla, San Luis Potosí, Tamaulipas, Nuevo León e Hidalgo
	Atlántico	Barry	TT	Campeche, Tabasco, Veracruz, Puebla y Tlaxcala
		Fernand	TT	Campeche, Tabasco, Veracruz, Puebla y Tlaxcala
		Ingrid	TT	Campeche, Tabasco, Veracruz, Puebla, San Luis Potosí, Tamaulipas, Nuevo León e Hidalgo
2012	Pacífico	Bud	H3	Guerrero, Michoacán, Colima, Jalisco y Nayarit.
		Carlotta	H2	Colima, Chiapas, Distrito Federal, Guanajuato, Guerrero,



Año	Océano	Nombre	Categoría	Estados Afectados
				Hidalgo, Jalisco, México, Michoacán, Morelos, Nayarit, Oaxaca, Puebla, Querétaro, Tabasco, Tlaxcala y Sur de Veracruz.
		Norman	TT	Sinaloa, Durango, Nayarit, Jalisco y Baja California Sur
		Paul	H3	Baja California Sur, Sinaloa, Sonora, Durango, Nayarit y Jalisco.
	Atlántico	Ernesto	H1	Quintana Roo, Yucatán, Campeche, Tabasco, Chiapas, Veracruz, San Luis Potosí, Hidalgo, Querétaro, Guanajuato, Puebla, Tlaxcala, México, Distrito Federal, Morelos, Michoacán, Guerrero y Oaxaca.
Helene		TT	Tabasco, Veracruz, San Luis Potosí, Hidalgo, Puebla y Oaxaca	
2011	Pacífico	DT 12E	DT	Oaxaca y Chiapas.
		Jova	H2	Jalisco, Colima, Michoacán y Nayarit.
		DT 8E	DT	Michoacán, Colima y Jalisco.
		Beatriz	H1	Guerrero, Colima, Michoacán y Jalisco.
	Atlántico	Rina	TT	Quintana Roo.
		Nate	TT	Tabasco y Veracruz.
		Harvey	DT	Chiapas, Tabasco, Veracruz y Oaxaca.
Arlene	TT	Veracruz, San Luis Potosí, Tamaulipas, e Hidalgo.		
2010	Atlántico	Richard	DT	Chiapas, Campeche, Quintana Roo y Tabasco
		Matthew	DT	Campeche y Veracruz
		Karl	TT (H3)	Quintana Roo, Veracruz y Campeche
		Hermine	TT	Tamaulipas
		DT 2	DT	Tamaulipas
		Alex	TT (H2)	Quintana Roo, Campeche, Tamaulipas y Nuevo León
2009	Pacífico	Georgette	TT	BCS y Sonora
		DT 11E	DT	Oaxaca y Veracruz
		Ágatha	TT	Chiapas
		Andrés	H1	Guerrero, Michoacán, Colima, Jalisco y Nayarit
		Jimena	H4	Baja California Sur, Sonora, Sinaloa, Nayarit, Colima y Guerrero
		Rick	H5	Guerrero, Oaxaca, Michoacán y Jalisco
	Atlántico	Ida	H2	Yucatán y Quintana Roo
2008	Pacífico	Odile	TT	Guerrero, Michoacán y Colima
		Norbert	H2	BCS, Sonora y Chihuahua
	Atlántico	Marco	TT	Veracruz, San Luis Potosí, Hidalgo y Puebla
	Pacífico	Lowell	DT	BCS, Sinaloa y Sonora
	Atlántico	Dolly	TT	Quintana Roo, Yucatán, Tamaulipas, Nuevo León, Coahuila y Chihuahua
	Pacífico	DT 5E	DT	Michoacán
	Atlántico	Arthur	TT	Quintana Roo, Campeche y Tabasco
2007	Atlántico	Lorenzo	H1	Veracruz, Puebla e Hidalgo
	Pacífico	Henriette	H1	BCS y Sonora
	Atlántico	Dean	H5	Quintana Roo, Campeche, Veracruz, Puebla, Hidalgo y Querétaro
	Pacífico	Bárbara	TT	Chiapas
2006	Pacífico	Norman	DT	Colima, Michoacán y Jalisco
		Lane	H3	Sinaloa y Colima
		John	H2	BCS
2005	Atlántico	Wilma	H4	Quintana Roo y Yucatán
		José	TT	Veracruz, Puebla, Tlaxcala, Edo. de México y D.F.
		Gert	TT	Veracruz, San Luis Potosí, Tamaulipas y Nuevo León
		Emily	H4	Quintana Roo, Yucatán, Tamaulipas y Nuevo León
	Pacífico	Dora	TT	Guerrero, Michoacán y Colima



Año	Océano	Nombre	Categoría	Estados Afectados
	Atlántico	Cindy	DT	Quintana Roo y Yucatán
		Bret	TT	Veracruz, Tamaulipas, San Luis Potosí e Hidalgo
2004	Pacífico	DT 16E	DT	Sinaloa
		Lester	TT	Guerrero
		Javier	DT	BCS y Sonora
2003	Pacífico	Marty	H2	BCS, Sonora y Baja California
		Ignacio	H2	BCS
2002	Atlántico	Erika	H1	Tamaulipas, Nuevo León, Coahuila y Yucatán
	Pacífico	Kenna	H4	Nayarit, Jalisco, Sinaloa, Durango y Zacatecas
2001	Pacífico	Isidore	H3	Quintana Roo, Yucatán y Campeche
		Juliette	H1	BCS, Sonora y Sinaloa

H: Huracán  
 TT: Tormenta Tropical  
 DT: Depresión Tropical

Fuente: Servicio Meteorológico Nacional (SMN) Comisión Nacional del Agua (CNA)

A continuación se muestran las áreas más susceptibles a huracanes dentro del país (Ver Figuras III.2.3 y III.2.4).



Figura III.2.3 Huracanes Moderados con impacto sobre México. Categorías I y II, durante el período de 1970 al 2008.

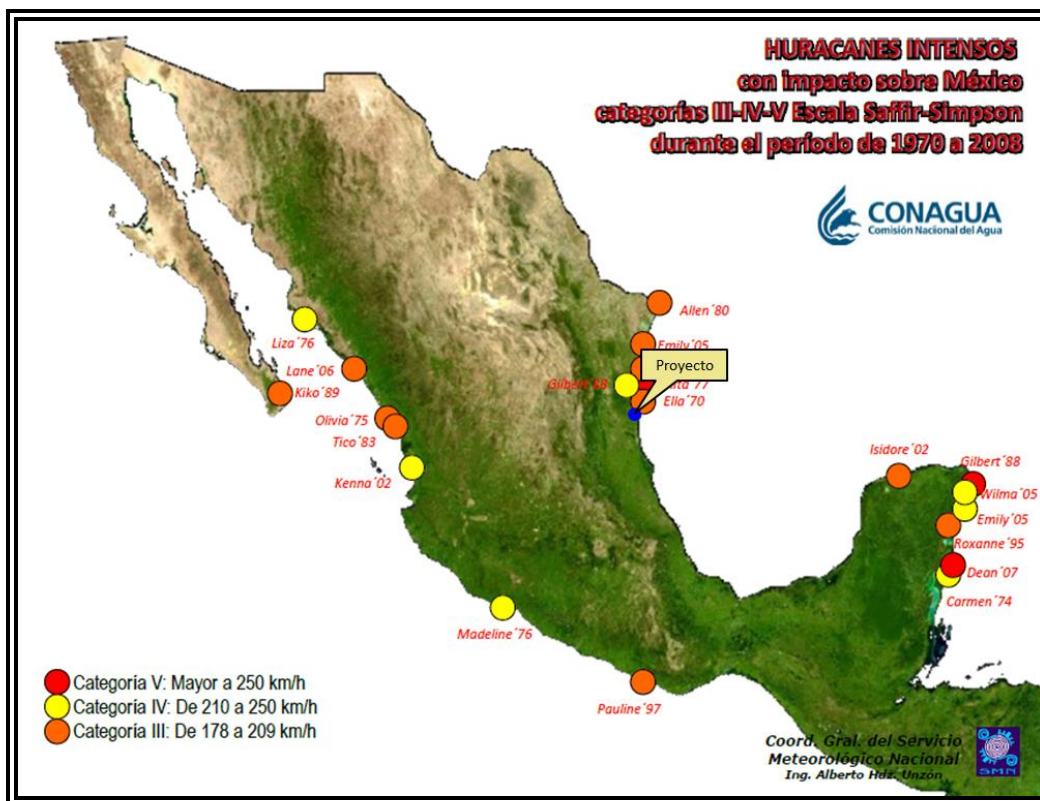


Figura III.2.4 Huracanes Intensos con impacto sobre México. Categorías III, IV y V, durante el período de 1970 al 2008.

Fuente: Servicio Meteorológico Nacional (SMN)

De acuerdo a la **Tabla III.2.2** y a las **Figuras III.2.3 y III.2.4**, se puede considerar que el área donde se ubicará el proyecto, es susceptible a fenómenos climatológicos, tales como Huracanes y Tormentas Tropicales, ya que si bien, en los últimos 14 años se han presentado huracanes (categoría I, II y IV), una Depresión Tropical y siete Tormentas Tropicales en el estado de Tamaulipas, sin embargo no afectará el área donde se instalará el proyecto.

### III.3 Describir detalladamente las características climáticas entorno a la instalación, con base en el comportamiento histórico de los últimos 10 años (temperatura máxima, mínima y promedio; dirección y velocidad del viento; humedad relativa; precipitación pluvial).

#### Clima.

##### Tipo de clima.

##### Estado de Tamaulipas

En el estado de Tamaulipas, de acuerdo a la clasificación de Köppen modificada por E. García, se presentan los siguientes climas: Semiárido cálido, Semicálido subhúmedo, Cálido subhúmedo y Cálido húmedo de los cuales a continuación se presentan sus principales características (**Ver Figura III.3.1**).

- Semicálido subhúmedo (BS1 (h')w): Este tipo de clima se localiza principalmente en la parte Noroeste del territorio estatal, se caracteriza por tener una temperatura media anual entre los 18 y



22°C con lluvias durante las temporadas de verano aunque durante el invierno el porcentaje de lluvias se encuentra entre el 5 al 10,2% del total anual.

- Semicálido subhúmedo ((A) C(wo)x'): Predomina en una franja del territorio estatal formada en la parte Noreste y que se desplaza hacia la región Sureste, la temperatura promedio anual es de 18°C, la temperatura del mes más frío se registra entre los -3 y los 18°C mientras que para el mes más caliente es mayor a 22°C. En este tipo de clima las lluvias se presentan en las temporadas de verano.
- Cálido subhúmedo (Awo): Se presenta en una franja que se extiende desde la región Suroeste hacia la región Sureste donde la temperatura media anual se encuentra entre los 18 y 22°C, las temporadas de lluvias se presentan durante el verano e invierno.
- Cálido húmedo (Af): Este tipo de clima es característico de una pequeña zona ubicada en la región Este del estado, se caracteriza por contar con una temperatura media anual entre los 18 y 22°C, la precipitación durante el mes más seco es menor a 40 mm.
- Templado subhúmedo C(wo): se encuentra en el 20,5 por ciento del país, se encuentra en su mayoría temperaturas entre 10° y 18° C y de 18° a 22° C; sin embargo, en algunas regiones puede disminuir a menos de 10° C; registra precipitaciones de 600 a 1 000 mm en promedio durante el año.

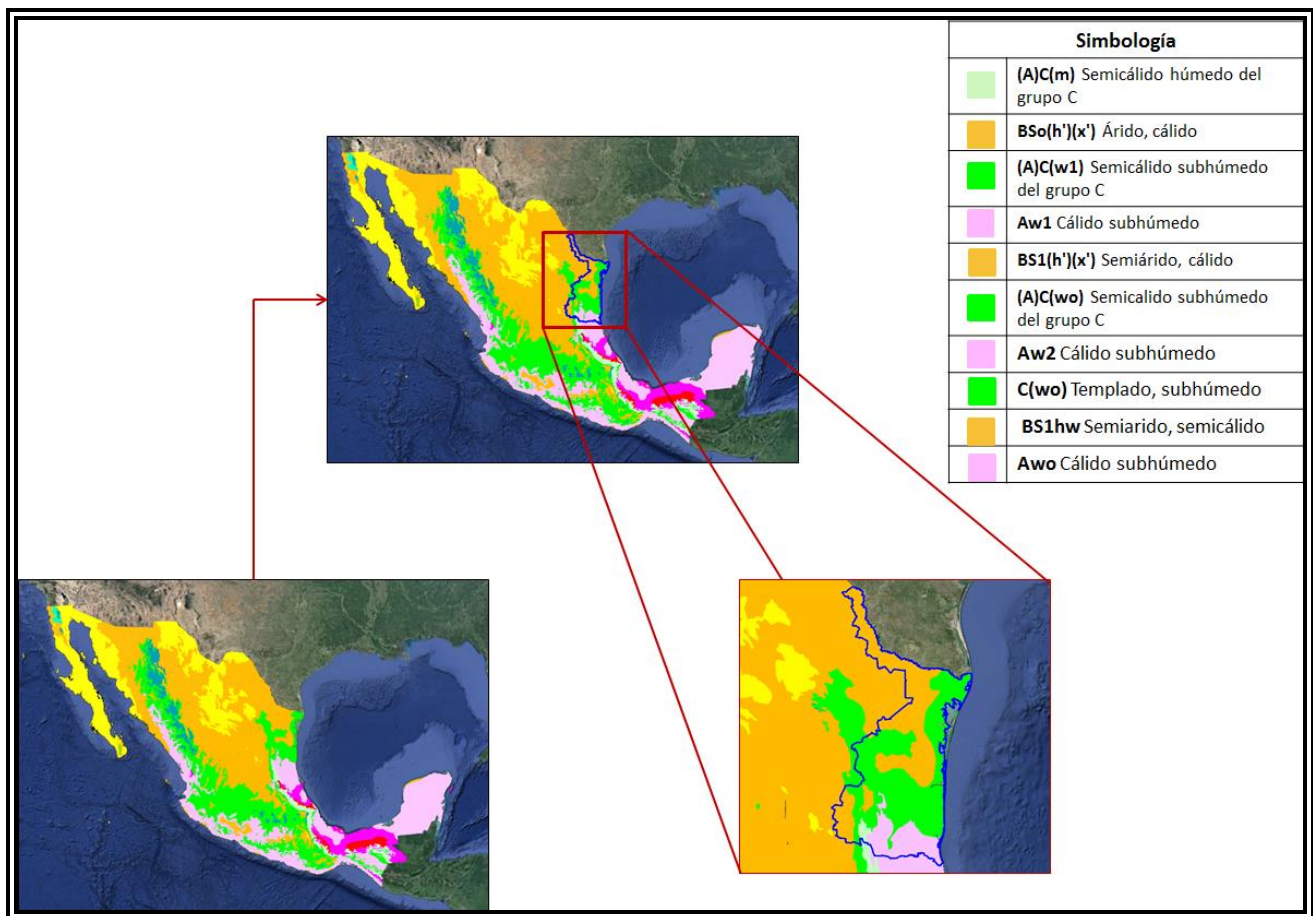


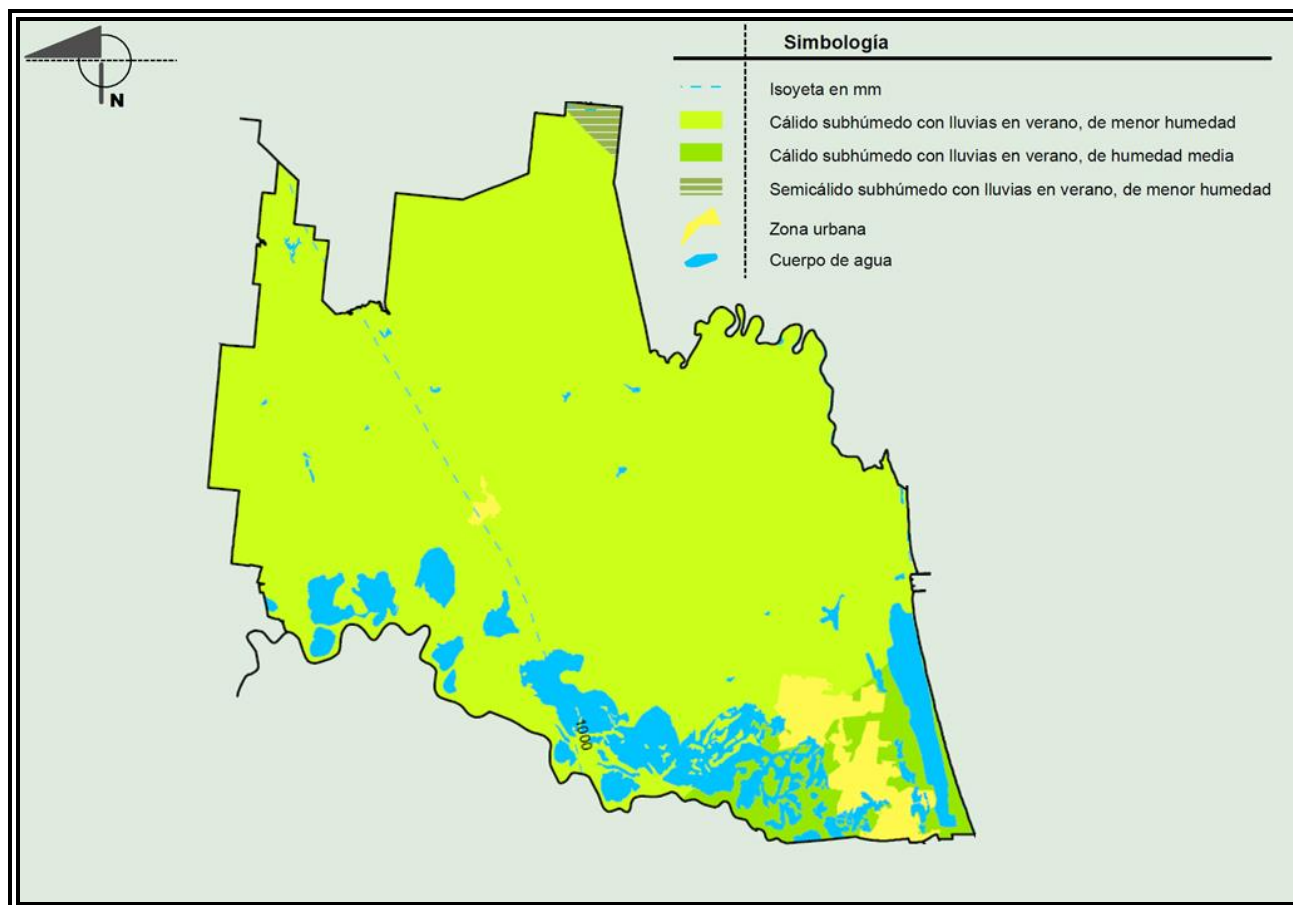
Figura III.3.1 Climatología característica del estado de Tamaulipas.

Fuente: Portal de Geoinformación.  
Sistema Nacional de Información sobre Biodiversidad.  
Comisión Nacional para el conocimiento y uso de la Biodiversidad (CONABIO).



Municipio de Altamira

Los climas predominantes en el municipio de Altamira (**Ver Figura III.3.2**) son Cálido subhúmedo con lluvias en verano, de menor humedad (90%), Cálido subhúmedo con lluvias en verano, de humedad media (9,5%) y Semicálido subhúmedo con lluvias en verano, de menor humedad (0,5%). Además el rango de temperaturas varía desde los 22°C a los 26°C, con un rango de precipitación de 900 a 1 100 mm.



**Figura III.3.2** Tipos de climas existentes en el municipio de Altamira

Fuente: **Compendio de Información Geográfica Municipal de los Estados Unidos Mexicanos. Municipio Altamira. Año 2010.**

Como se aprecia en la **Figura III.3.3**, el tipo de clima predominante en el área del proyecto es: Cálido Subhúmedo

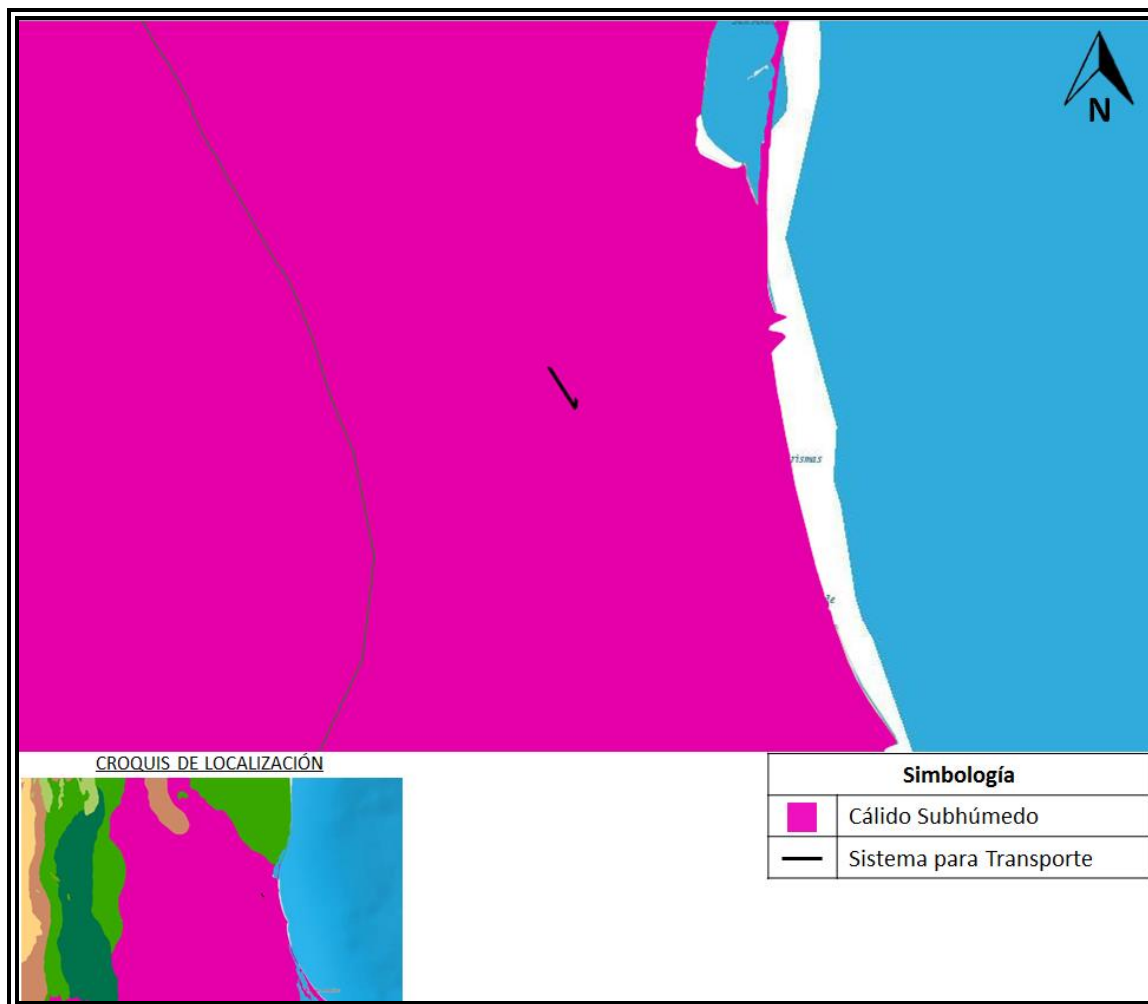


Figura III.3.3 Tipos de climas existentes en el área del proyecto.

Fuente: Mapa Digital de México V6.1 INEGI

**Fenómenos Climatológicos.**

Información Histórica de Fenómenos Climatológicos.

México ha sufrido los efectos de tormentas tropicales y ciclones en los últimos 14 años, provenientes tanto del Océano Atlántico como del Océano Pacífico, a continuación se presentan datos históricos de los eventos climatológicos ocurridos en el período del 2001 al 2014.

**Tabla III.3.1** Huracanes y tormentas tropicales registradas en México del 2001 al 2014.

Año	Océano	Nombre	Categoría	Estados Afectados
2014	Pacífico	Simón	H4	Michoacán, Chiapas, Oaxaca, Guerrero, Baja California Sur, Colima y Jalisco
		Trudy	TT	Guerrero, Chiapas y Oaxaca.
		Vance	DT	Sinaloa, Durango, Jalisco, Colima Nayarit
	Atlántico	Dolly	TT	San Luis Potosí, Tamaulipas, Querétaro, Hidalgo, Puebla y Veracruz
		Depresión	DT	Campeche



Año	Océano	Nombre	Categoría	Estados Afectados
		Tropical 9		
2013	Pacífico	Barry	TT	Campeche, Tabasco, Veracruz, Puebla y Tlaxcala
		Fernand	TT	Campeche, Tabasco, Veracruz, Puebla y Tlaxcala
		Ingrid	TT	Campeche, Tabasco, Veracruz, Puebla, San Luis Potosí, Tamaulipas, Nuevo León e Hidalgo
	Atlántico	Barry	TT	Campeche, Tabasco, Veracruz, Puebla y Tlaxcala
		Fernand	TT	Campeche, Tabasco, Veracruz, Puebla y Tlaxcala
		Ingrid	TT	Campeche, Tabasco, Veracruz, Puebla, San Luis Potosí, Tamaulipas, Nuevo León e Hidalgo
2012	Pacífico	Bud	H3	Guerrero, Michoacán, Colima, Jalisco y Nayarit.
		Carlotta	H2	Colima, Chiapas, Distrito Federal, Guanajuato, Guerrero, Hidalgo, Jalisco, México, Michoacán, Morelos, Nayarit, Oaxaca, Puebla, Querétaro, Tabasco, Tlaxcala y Sur de Veracruz.
		Norman	TT	Sinaloa, Durango, Nayarit, Jalisco y Baja California Sur
		Paul	H3	Baja California Sur, Sinaloa, Sonora, Durango, Nayarit y Jalisco.
	Atlántico	Ernesto	H1	Quintana Roo, Yucatán, Campeche, Tabasco, Chiapas, Veracruz, San Luis Potosí, Hidalgo, Querétaro, Guanajuato, Puebla, Tlaxcala, México, Distrito Federal, Morelos, Michoacán, Guerrero y Oaxaca.
		Helene	TT	Tabasco, Veracruz, San Luis Potosí, Hidalgo, Puebla y Oaxaca
2011	Pacífico	DT 12E	DT	Oaxaca y Chiapas.
		Jova	H2	Jalisco, Colima, Michoacán y Nayarit.
		DT 8E	DT	Michoacán, Colima y Jalisco.
		Beatriz	H1	Guerrero, Colima, Michoacán y Jalisco.
	Atlántico	Rina	TT	Quintana Roo.
		Nate	TT	Tabasco y Veracruz.
		Harvey	DT	Chiapas, Tabasco, Veracruz y Oaxaca.
		Arlene	TT	Veracruz, San Luis Potosí, Tamaulipas, e Hidalgo.
2010	Atlántico	Richard	DT	Chiapas, Campeche, Quintana Roo y Tabasco
		Matthew	DT	Campeche y Veracruz
		Karl	TT (H3)	Quintana Roo, Veracruz y Campeche
		Hermine	TT	Tamaulipas
		DT 2	DT	Tamaulipas
		Alex	TT (H2)	Quintana Roo, Campeche, Tamaulipas y Nuevo León
2009	Pacífico	Georgette	TT	BCS y Sonora
		DT 11E	DT	Oaxaca y Veracruz
		Ágatha	TT	Chiapas
		Andrés	H1	Guerrero, Michoacán, Colima, Jalisco y Nayarit
		Jimena	H4	Baja California Sur, Sonora, Sinaloa, Nayarit, Colima y Guerrero
		Rick	H5	Guerrero, Oaxaca, Michoacán y Jalisco
	Atlántico	Ida	H2	Yucatán y Quintana Roo
2008	Pacífico	Odile	TT	Guerrero, Michoacán y Colima
		Norbert	H2	BCS, Sonora y Chihuahua
	Atlántico	Marco	TT	Veracruz, San Luis Potosí, Hidalgo y Puebla
	Pacífico	Lowell	DT	BCS, Sinaloa y Sonora
	Atlántico	Dolly	TT	Quintana Roo, Yucatán, Tamaulipas, Nuevo León, Coahuila y Chihuahua
	Pacífico	DT 5E	DT	Michoacán
	Atlántico	Arthur	TT	Quintana Roo, Campeche y Tabasco
2007	Atlántico	Lorenzo	H1	Veracruz, Puebla e Hidalgo
	Pacífico	Henriette	H1	BCS y Sonora



Año	Océano	Nombre	Categoría	Estados Afectados
	Atlántico	Dean	H5	Quintana Roo, Campeche, Veracruz, Puebla, Hidalgo y Querétaro
	Pacífico	Bárbara	TT	Chiapas
2006	Pacífico	Norman	DT	Colima, Michoacán y Jalisco
		Lane	H3	Sinaloa y Colima
		John	H2	BCS
2005	Atlántico	Wilma	H4	Quintana Roo y Yucatán
		José	TT	Veracruz, Puebla, Tlaxcala, Edo. de México y D.F.
		Gert	TT	Veracruz, San Luis Potosí, Tamaulipas y Nuevo León
		Emily	H4	Quintana Roo, Yucatán, Tamaulipas y Nuevo León
	Pacífico	Dora	TT	Guerrero, Michoacán y Colima
	Atlántico	Cindy	DT	Quintana Roo y Yucatán
2004	Pacífico	Bret	TT	Veracruz, Tamaulipas, San Luis Potosí e Hidalgo
		DT 16E	DT	Sinaloa
		Lester	TT	Guerrero
2003	Pacífico	Javier	DT	BCS y Sonora
		Marty	H2	BCS, Sonora y Baja California
	Atlántico	Ignacio	H2	BCS
2002	Pacífico	Erika	H1	Tamaulipas, Nuevo León, Coahuila y Yucatán
	Atlántico	Kenna	H4	Nayarit, Jalisco, Sinaloa, Durango y Zacatecas
2001	Pacífico	Isidore	H3	Quintana Roo, Yucatán y Campeche
		Juliette	H1	BCS, Sonora y Sinaloa

H: Huracán  
 TT: Tormenta Tropical  
 DT: Depresión Tropical

Fuente: Servicio Meteorológico Nacional (SMN) Comisión Nacional del Agua (CNA)

A continuación se muestran las áreas más susceptibles a huracanes dentro del país (Ver Figuras III.3.4 y III.3.5).



Figura III.3.4 Huracanes Moderados con impacto sobre México. Categorías I y II, durante el período de 1970 al 2008.



Figura III.3.5 Huracanes Intensos con impacto sobre México. Categorías III, IV y V, durante el período de 1970 al 2008.

Fuente: Servicio Meteorológico Nacional (SMN)



De acuerdo a la **Tabla III.3.1** y a las **Figuras III.3.4 y III.3.5**, se puede considerar que el área donde se ubicará el proyecto, es susceptible a fenómenos climatológicos, tales como Huracanes y Tormentas Tropicales, ya que si bien, en los últimos 14 años se han presentado huracanes (categoría I, II y IV), una Depresión Tropical y siete Tormentas Tropicales en el estado de Tamaulipas, sin embargo no afectará el área donde se instalará el proyecto.

#### **III.4 Indicar el deterioro esperado en la flora y fauna por la realización de actividades de la instalación, principalmente en aquellas especies en peligro de extinción.**

En base a los componentes abióticos y bióticos descritos en los puntos precedentes, respectivamente, así como en las observaciones y datos obtenidos de los recorridos en el área de influencia del proyecto, se considera que ésta área cuenta en su mayoría con una integridad ecológica funcional baja, debido a las modificaciones naturales y a los agentes provocados por las actividades antropogénicas. Además mediante planos presentados y los recorridos en campo, se constató que el área de influencia del sistema para transporte de gas natural propiedad de la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., ya se encuentra impactada por la instalación de infraestructura residencial y por la creación de vialidades.

Cabe señalar, que el presente proyecto no afectará la vegetación existente en los costados de los derechos de vía por donde quedará instalado, únicamente en un tramo de 500 m se realizará el despalme de la vegetación natural, por lo que previo inicio de operaciones la promovente solicitará el Cambio de Uso de Suelo (CUS) en esta zona.

Aunado a lo anterior, se constató en campo y gabinete, que en el área de influencia del proyecto no existen especies endémicas con algún grado de protección o en peligro de extinción de flora y fauna, que se encuentren listadas en la NOM-059-SEMARNAT-2010.



## **CAPÍTULO IV. INTEGRACIÓN DEL PROYECTO A LAS POLÍTICAS MARCADAS EN EL PROGRAMA DE DESARROLLO URBANO LOCAL.**

Este capítulo tiene el objetivo de demostrar que el proyecto de instalación y operación del sistema para transporte de gas natural promovido por Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., es congruente con las diferentes disposiciones jurídicas ambientales, así como con los instrumentos de ordenamiento del territorio que le resultan aplicables, a fin de cumplir con lo dispuesto por los Artículos 28 de la Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente (LGEEPA) y 12 de su Reglamento en materia de evaluación del impacto ambiental.

Por lo anterior, para el desarrollo del presente capítulo se consideraron:

- ❖ Programas de Ordenamiento Ecológicos del Territorio (POET) decretados, de las zonas donde se localizará el proyecto,
- ❖ Programas de Desarrollo Urbano y Planes de Desarrollo (Nacional y Municipales),
- ❖ Leyes y Reglamentos, Federales, Estatales y Municipales en materia ambiental y Normas Oficiales Mexicanas (NOM's),
- ❖ Decretos de Áreas Naturales Protegidas,
- ❖ Ordenamientos legales aplicables inherentes al sector energético.

### **Introducción.**

#### **Estrategia Nacional de Energía 2014 – 2028.**

El país atraviesa una situación histórica en su potencial de oferta energética al haber sido aprobadas las modificaciones a los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución. Este hecho representa una profunda transformación del sector energético nacional que abre nuevas oportunidades para México y elimina fronteras artificiales que detenían el desarrollo de un sector fundamental como lo es el energético. Sus repercusiones irán más allá de los 15 años que normalmente conforman el horizonte en los instrumentos de planeación de largo plazo del sector energético. Esta nueva etapa evolutiva permitirá operar cotidianamente con los mismos estándares y progreso tecnológico que caracterizan a las mejores prácticas internacionales, al tiempo que reforzaremos la soberanía del país sobre los recursos y los beneficios que de ellos se obtienen. Además, esta importante transformación del sector energético brinda mayor flexibilidad para responder a los cambios y retos que se tienen hacia el futuro.

En 2013, el evento más importante de cambio en la estructura del sector energético nacional fue la aprobación de la Reforma por el H. Congreso de la Unión y la mayoría de los Congresos de los Estados. Las modificaciones a los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución así como la emisión de los 21 artículos transitorios del Decreto de Reforma, establecen un nuevo diseño para el funcionamiento del sector energético y para la construcción de los instrumentos legales, administrativos y fiscales que lo enmarcan. En conjunto, se abren los espacios para que las empresas del sector orienten sus esfuerzos e inversiones a proyectos que satisfagan con plenitud las necesidades del mercado nacional de energía, y aporten el dinamismo que despliegue nuevas fronteras a su desarrollo económico y tecnológico.



La instrumentación de la Reforma mediante el diseño y aplicación de las Leyes secundarias, así como el impulso económico derivado de las inversiones complementarias en el sector, tendrá como resultado una contribución al crecimiento, con un potencial estimado para el Producto Interno Bruto (PIB) de 1% en 2018 y aproximadamente 2% más para 2025. Así mismo, se estima la creación de cerca de medio millón de empleos adicionales en este sexenio y dos millones y medio de empleos al 2025; mejores condiciones de acceso a la energía por parte de la población menos favorecida, e impulso al desarrollo de tecnologías y a la formación de talento nacional. Los beneficios para este sector de la población podrán darse a través de apoyos focalizados y una mayor interconexión que les permitan contar con energía y los servicios relacionados.

Los objetivos fundamentales de la Reforma son:

- Mantener la propiedad de la Nación sobre los hidrocarburos que se encuentran en el subsuelo,
- Modernizar y fortalecer, sin privatizar, a PEMEX y a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) como empresas productivas del Estado 100% mexicanas,
- Permitir que la Nación ejerza de manera exclusiva la planeación y control del sistema eléctrico nacional, en beneficio de un sistema competitivo que permita reducir los precios de la electricidad,
- Contar con un mayor abasto de energéticos a mejores precios,
- Garantizar estándares internacionales de eficiencia, transparencia y rendición de cuentas,
- Fortalecer el ahorro de largo plazo a través de la creación del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, en beneficio de las generaciones futuras,
- Impulsar el desarrollo, con responsabilidad social y protegiendo al medio ambiente,
- Atraer inversión al sector energético mexicano para impulsar el desarrollo del país,
- Reducir los riesgos financieros, geológicos y ambientales en las actividades de exploración y extracción, así como de transformación industrial del petróleo y gas,
- Reducir las barreras para el desarrollo de proyectos de generación eléctrica que permitan aprovechar recursos renovables, y dar certidumbre a la transición energética sustentada en bajas emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).

Estos objetivos por sí mismos, permiten garantizar el flujo de recursos energéticos y económicos hacia todo el país, además de que impulsan el desarrollo de empresas nacionales. Sin embargo existe un mayor alcance como resultado de estas modificaciones y que es uno de los puntos más relevantes de la Reforma, el beneficio social que de ella se deriva.

El sector energético es uno de los vectores más relevantes que cruzan de forma transversal el desenvolvimiento y desempeño de la sociedad y la economía. La abundancia de energía, accesible, competitiva, diversificada y de calidad repercuten en la generación de riqueza, en la inclusión social, y por lo tanto en el crecimiento económico armónico.

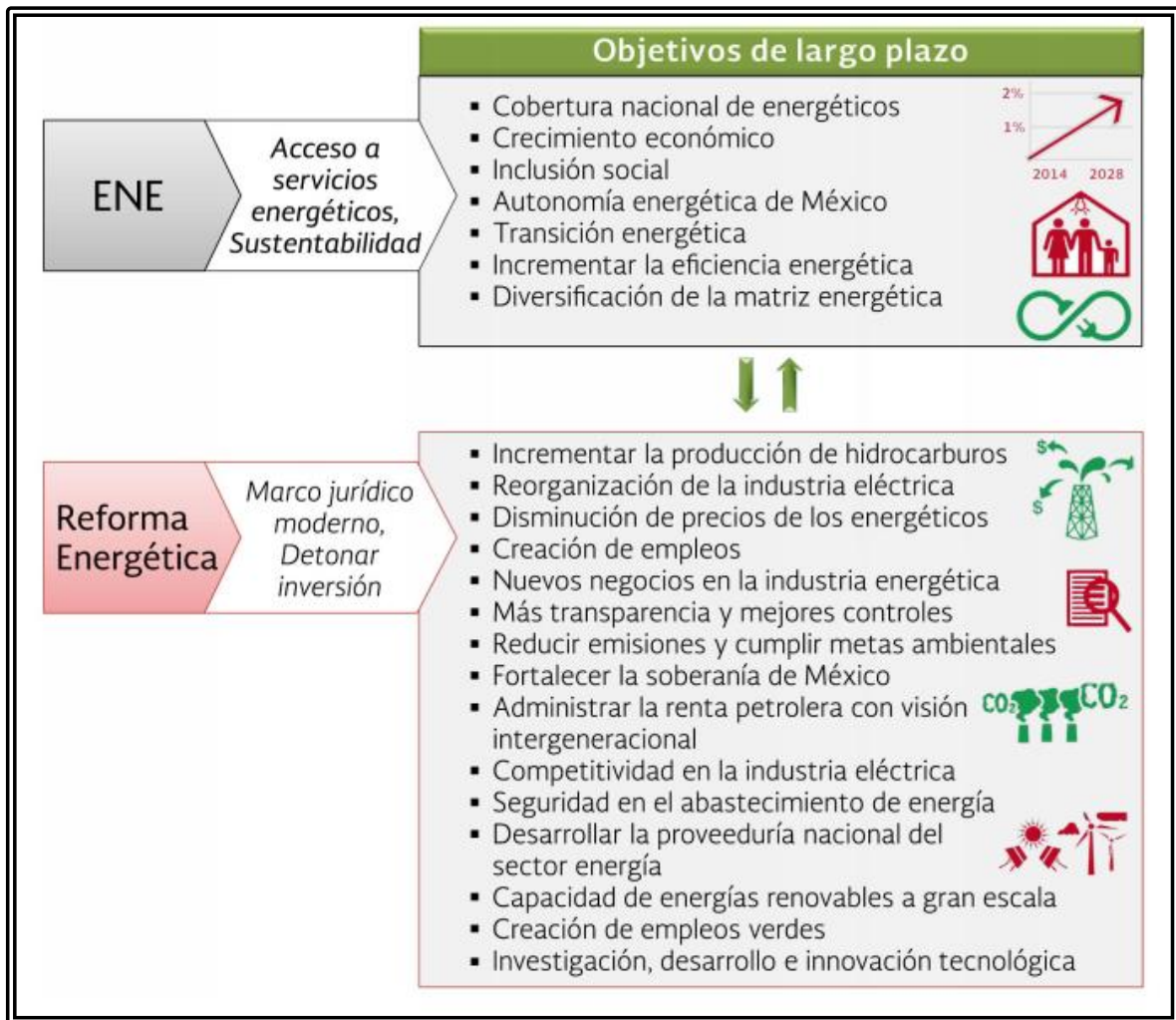


Figura IV.1 Beneficios hacia el sector energético.

Con la ratificación de la ENE 2013-2027 se estableció una visión consensuada del destino del sector energético nacional. En ella se establecieron los retos, requerimientos, líneas de acción y metas que deben de alcanzarse, con la finalidad de resolver los cuellos de botella presentes, y que el sector energía, acompañe el crecimiento económico del país y favorezca la inclusión social.

Algunas de las acciones y acontecimientos más relevantes en materia de estructura de instalaciones, su planeación y su utilización durante 2013, alineados con el cumplimiento de los objetivos planteados en la ENE, fueron:

- Se llevaron a cabo descubrimientos que ayudaron a corroborar el potencial petrolero en aguas profundas y en las cuencas del sureste. Con la terminación del pozo Kunah-1DL; se obtuvo mayor información del campo Kunah, confirmando el potencial gasífero en aguas profundas del proyecto Golfo de México B. Así mismo, los pozos Supremus-1 y Trión-1, ubicados dentro del proyecto, cerca de los límites territoriales



marinos, y terminados en tirantes de agua de casi 3 mil metros de profundidad, permitieron ampliar el área de exploración de zonas de aceite de dicho proyecto.

- En el ámbito de innovación y desarrollo tecnológico, con la finalidad de incrementar el potencial petrolero de México, el Fondo Sectorial CONACYT – Secretaría de Energía – Hidrocarburos, autorizó el otorgamiento de recursos por un monto de alrededor de 1 500 millones de pesos para la creación de un centro de investigación de tecnología para aguas profundas, el cual tendrá como objetivo la investigación, desarrollo y asimilación de tecnologías, que apoyen a la estrategia de explotación costa afuera en México, además de contribuir a la formación y desarrollo de recursos humanos especializados en temas relacionados con aguas profundas
- Durante el primer semestre de 2013, se obtuvo la primera producción de crudo de lutitas, que alcanzó 400 barriles diarios y 38 grados API del pozo Anhérido 1, ubicado en la formación Pimienta, en la Cuenca de Sabinas.
- Adicionalmente, en ese mismo semestre, el Fondo CONACYT – Secretaría de Energía – Hidrocarburos otorgó recursos por alrededor 3 177 millones de pesos para la realización del proyecto que tiene por objetivo realizar estudios prospectivos de yacimientos de aceite y gas en lutitas, en las áreas de Galaxia y Limonaria, localizadas en las cuencas de Burgos y Misantla respectivamente.
- Los proyectos integrales apoyados por el Fondo Sectorial CONACYT – Secretaría de Energía – Hidrocarburos, cuentan con recursos por un monto aproximado de 1 664 millones de pesos para el desarrollo de distintas tecnologías de Recuperación Mejorada que permitirán incrementar el factor de recuperación de crudo entre un 3 y 8%, en los yacimientos en los que se apliquen estas tecnologías. Los cuatro proyectos integrales permitirán un aumento considerable en la recuperación de crudo. Suponiendo como ejemplo el éxito de uno solo de ellos, se podría alcanzar un volumen adicional de aceite del orden de 1 000 millones de barriles en ese campo.
- Con el inicio de la construcción del Gasoducto Zacatecas, que correrá de Aguascalientes al Parque Industrial de Calera, Zacatecas, se incrementará el suministro de gas natural a esa región, lo que permitirá potenciar su desarrollo industrial.
- Con la construcción del gasoducto Noroeste, de una longitud aproximada de 1 780 kilómetros, se proveerá de gas natural a 3 estados: Chihuahua, Sonora, y Sinaloa, para contribuir a su desarrollo industrial. Este nuevo gasoducto incrementará en 1 606 millones de pies cúbicos diarios la capacidad de transporte del Sistema Nacional de Gasoductos.
- Con el inicio de la construcción de 2 estaciones de compresión en Tamaulipas: Altamira, y Soto la Marina, se podrá incrementar el abasto de gas natural seguro, eficiente, y a precios competitivos, contribuyendo así a evitar la incidencia de alertas



críticas e incrementar la capacidad del gasoducto de 48 pulgadas que recorre la costa del Golfo de México.

- Para garantizar el abasto de gas natural en el centro y occidente del país, la CFE y Pemex-Gas y Petroquímica Básica, coordinados por la Secretaría de Energía, realizaron la compra conjunta de 29 cargamentos de Gas Natural Licuado (GNL), para ser entregados en la Terminal de Gas Natural Licuado de Manzanillo, Colima. La utilización de las terminales de GNL han mostrado su carácter estratégico para satisfacer necesidades de abastecimiento de corto plazo de gas natural.
- En cuanto a las acciones emprendidas en materia de transición energética, se realizó la mayor inversión en la historia en investigación, desarrollo e innovación, aproximadamente 1 600 millones de pesos para la creación de los tres primeros Centros Mexicanos de Innovación en Energía Geotérmica, Solar y Eólica (CEMIEs).

Los CEMIEs son proyectos nacionales, integrales e incluyentes que comprenden la conformación de consorcios en donde se conjuntan y alinean las capacidades nacionales existentes. En ellos participan instituciones de educación superior, centros de investigación, empresas y otros. Dentro de sus principales funciones se encuentra la planeación científico-tecnológica de mediano y largo plazo enfocada en desarrollar y aprovechar cada una de las tecnologías renovables, el desarrollo de un portafolio de proyectos y acciones estratégicas que permitan la obtención de resultados de valor para el sector energético del país, la formación de recursos humanos especializados, el fortalecimiento de la infraestructura de investigación y la vinculación academia-industria.”

A continuación se indica la infraestructura existente para el transporte de gas natural en México para el año 2013, así como los proyectos a futuro y los actualmente en desarrollo.

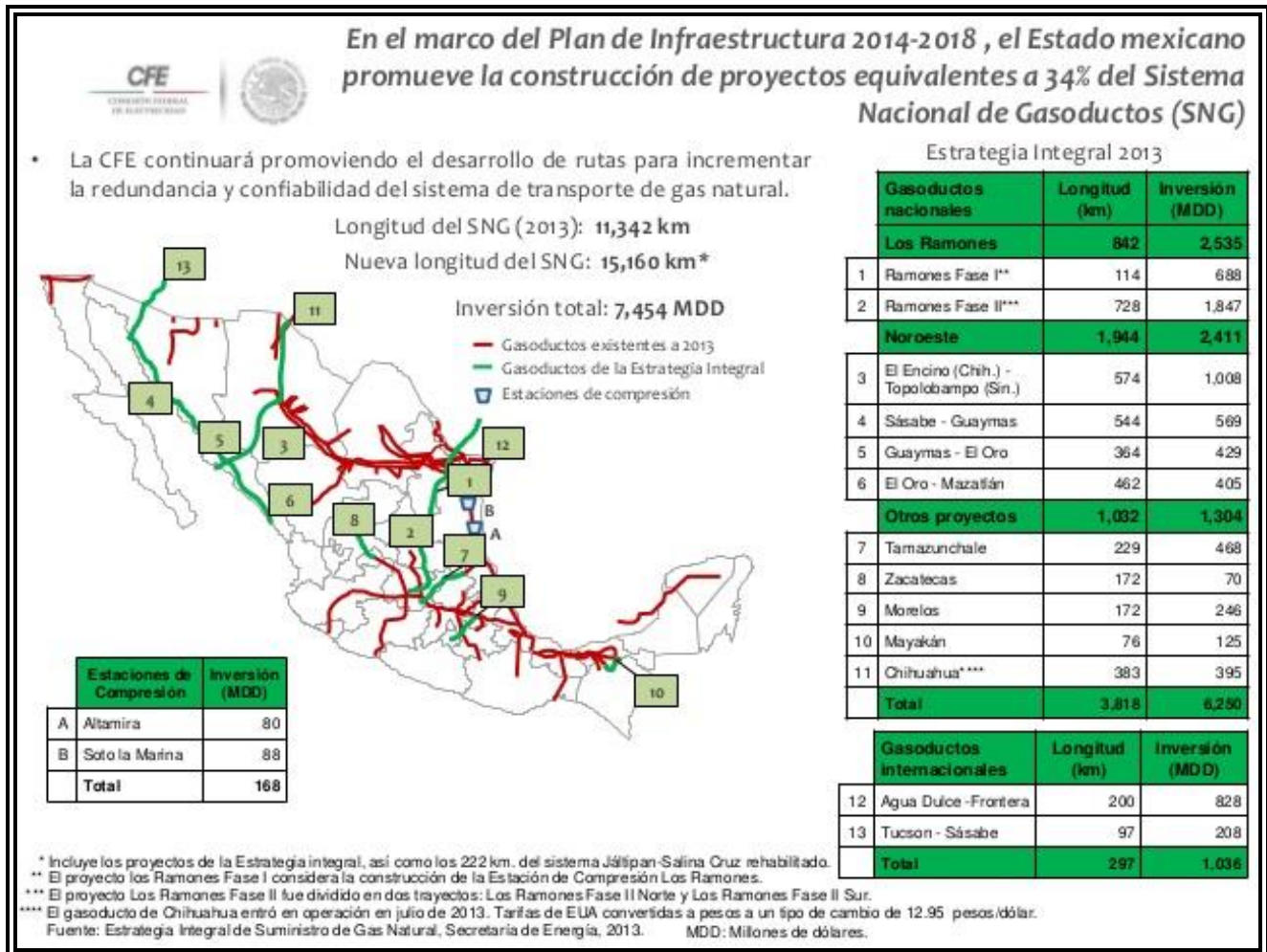


Figura IV.2 Infraestructura para el transporte de gas natural en México.

❖ **Programas de Ordenamiento Ecológico (POET).**

**PROGRAMA DE ORDENAMIENTO ECOLÓGICO MARINO Y REGIONAL DEL GOLFO DE MÉXICO Y MAR CARIBE.**

En septiembre del 2006 la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) presentó la Política Ambiental Nacional para el Desarrollo Sustentable de los Océanos y Costas. Así como las estrategias para su conservación y uso sustentable. En este entorno se firmó el convenio marco para el Programa de Ordenamiento Ecológico Marino y Regional del Golfo de México y Mar Caribe (POEMyRGMyMC), en donde participaron 11 entidades de la Administración Pública Federal (9 Secretarías y 2 paraestatales) y los Gobiernos de los 6 estados ribereños de la región. Definiéndose de esta manera el Área Sujeta a Ordenamiento Marino y Regional del Golfo de México y Mar Caribe.

El Ordenamiento Ecológico Marino y Regional del Golfo de México y Mar Caribe, es el instrumento de política ambiental que permitirá regular e inducir los usos del suelo y las actividades productivas, con el fin de lograr la protección del medio ambiente y la preservación y el aprovechamiento

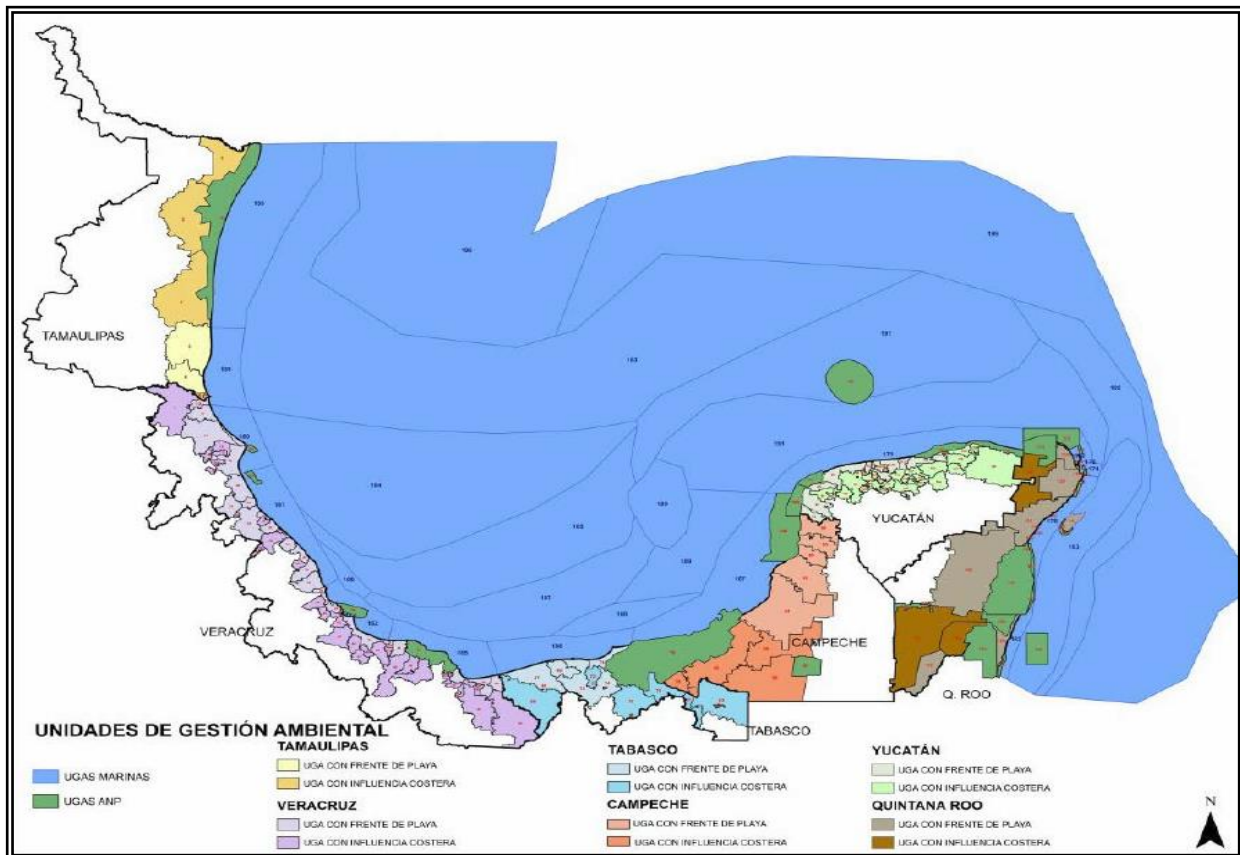


sustentable de los recursos naturales, a partir del análisis de las tendencias de deterioro y las potencialidades de aprovechamiento de los mismos.

### Caracterización.

#### Estado Base del Área Sujeta a Ordenamiento Ecológico Territorial.

El ASO (Área Sujeta a Ordenamiento) considerada en el presente ordenamiento, está integrada por dos regiones: una costero-terrestre con 142 municipios con influencia costera (SEMARNAT-INE, 2007) en los Estados de Quintana Roo, Yucatán, Campeche, Tabasco, Veracruz y Tamaulipas; y una región marina que comprende el Mar Patrimonial Mexicano del Golfo de México y Mar Caribe. En conjunto, tienen una extensión de 995 486,2 km<sup>2</sup>, correspondientes a 168 462,4 km<sup>2</sup> de la región costero-terrestre y 827 023,8 km<sup>2</sup> de la región marina (**Ver Figura IV.3**).



**Figura IV.3** Área Sujeta a Ordenamiento.

De acuerdo al Modelo de Ordenamiento Ecológico del Golfo de México y mar Caribe, la Unidad de Gestión Ambiental aplicable al proyecto es la No. 6, correspondiente al municipio de Altamira, misma que se describe a continuación:

#### UNIDAD DE GESTIÓN AMBIENTAL NO. 6



**Tipo de UGA:** Regional

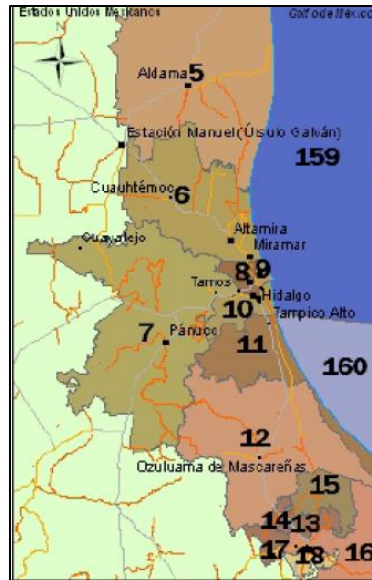
**Nombre:** Altamira

**Municipio:** Altamira

**Estado:** Tamaulipas

**Población:** 162 626 habitantes

**Superficie:** 163 884,681 Hectáreas



❖ Vinculación con la UGA 6

Criterios y Acciones Específicas para aplicar por Unidad de Gestión Ambiental		Relación con el Proyecto
Clave	Acciones - Criterios	
A-001	Fortalecer los mecanismos para el control de la comercialización y uso de agroquímicos y pesticidas.	El proyecto no incide con estos criterios puesto que no se realizarán actividades agropecuarias, ni se impactarán las condiciones de la micro cuenca hidrológica, además de áreas naturales protegidas.
A-002	Instrumentar mecanismos de capacitación para el manejo adecuado de agroquímicos y pesticidas.	
A-003	Fomentar el uso de fertilizantes orgánicos y abonos verdes en los procesos de fertilización del suelo de actividades agropecuarias y forestales.	
A-004	Promover acciones para el mantenimiento del flujo hidrológico a nivel de cuencas y microcuencas, para evitar el azolve y las inundaciones en las partes bajas.	
A-005	Fomentar la reducción de pérdida de agua durante los procesos de distribución de la misma.	
A-006	Implementar programas para la captación de agua de lluvia y el uso de aguas grises.	
A-007	Promover la constitución de áreas destinadas voluntariamente a la conservación o ANP en áreas aptas para la conservación o restauración de ecosistemas naturales.	
A-011	Establecer e impulsar programas de restauración y recuperación de la cobertura vegetal original para revertir el avance de la frontera agropecuaria.	El proyecto no incide con estos criterios puesto que solo se aplicarán medidas de reforestación para restaurar los impactos ocasionados a la vegetación por la instalación del mismo.
A-012	Promover la preservación de las dunas costeras y su vegetación natural, a través de la ubicación de la infraestructura detrás del cordón de dunas frontales.	



Criterios y Acciones Específicas para aplicar por Unidad de Gestión Ambiental		Relación con el Proyecto
Clave	Acciones - Criterios	
A-013	Establecer las medidas necesarias para evitar la introducción de especies potencialmente invasoras por actividades marítimas en los términos establecidos por los artículos 76 y 77 de la Ley de Navegación y Comercio Marítimo.	
A-014	Instrumentar campañas de restauración, reforestación y recuperación de manglares y otros humedales en las zonas de mayor viabilidad ecológica.	El proyecto promoverá la reforestación en las áreas naturales impactadas aunque no precisamente de manglar.
A-015	Promover e impulsar la reubicación de instalaciones que se encuentran sobre las dunas arenosas en la zona costera del ASO.	El proyecto no incide con estos criterios puesto que solo se aplicarán medidas de reforestación para restaurar los impactos ocasionados a la vegetación por la instalación del mismo.
A-016	Establecer corredores biológicos para conectar las ANP existentes o las áreas en buen estado de conservación dentro del ASO.	
A-017	Establecer e impulsar programas de restauración, reforestación y recuperación de zonas degradadas.	
A-018	Promover acciones de protección y recuperación de especies bajo algún régimen de protección considerando en la Norma Oficial Mexicana, Protección ambiental-Especies Nativas de México de Flora y Fauna Silvestre-Categoría de Riesgo y Especificaciones para su Inclusión, Exclusión o Cambio-Lista de Especies en Riesgo (NOM-059 SEMARNAT-2010).	Previa instauración del proyecto en las áreas con vegetación natural, se realizará el rescate de las especies que así lo requieran, independientemente si se encuentran o no en la NOM-059-SEMARNAT-2010.
A-019	Los programas de remediación que se implementen, deberán ser formulados y aprobados de conformidad con la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos, y demás normatividad aplicable.	No se tiene contemplado la elaboración de programas de remediación de suelos, únicamente de reforestación.
A-020	Promover el uso de tecnologías de manejo de la caña en verde para evitar las emisiones producidas en los periodos de zafra.	El proyecto no incide con estos criterios puesto que no se indican con las áreas mencionadas.
A-021	Fortalecer los mecanismos de control de emisiones y descargas para mejorar la calidad del aire, agua y suelos, particularmente en las zonas industriales y urbanas del ASO.	
A-022	Fomentar programas de remediación y monitoreo de zonas y aguas costeras afectadas por los hidrocarburos.	
A-023	Fomentar la aplicación de medidas preventivas y correctivas de contaminación del suelo con base a riesgo ambiental, así como la aplicación de acciones inmediatas o de emergencia y tecnologías para la remediación in situ, en términos de la legislación aplicable.	
A-024	Fomentar el uso de tecnologías para reducir la emisión de gases de efecto invernadero y partículas al aire por parte de la industria y los automotores cuando ello sea técnicamente viable.	
A-025	Promover la participación de las industrias en	Dentro de las diferentes etapas del proyecto,



Criterios y Acciones Específicas para aplicar por Unidad de Gestión Ambiental		Relación con el Proyecto
Clave	Acciones - Criterios	
	acciones tendientes a una gestión adecuada de residuos peligrosos, con el objeto de prevenir la contaminación de suelos y fomentar su preservación.	se promoverá el manejo integral de residuos.
A-026	Promover e impulsar el uso de tecnologías "Limpias" y "Ambientalmente amigables" en las industrias registradas en el ASO y su área de influencia. Fomentar que las industrias que se establezcan cuenten con las tecnologías de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.	Mediante el uso de un combustible menos contaminante se promueve la reducción de gases de efecto invernadero.
A-027	Mantener al mínimo posible la superficie ocupada por las instalaciones de infraestructura en las playas para evitar su perturbación.	El proyecto no incide con estos criterios, puesto que no se tendrá incidencia con dunas o playas.
A-028	Promover las medidas necesarias para que la instalación de infraestructura de ocupación permanente sobre el primero o segundo cordón de dunas eviten generar efectos negativos sobre su estructura o función ecosistémica.	
A-029	Promover la preservación del perfil de la costa y los patrones naturales de circulación de las corrientes alineadas a la costa, salvo cuando dichas modificaciones correspondan a proyectos de infraestructura que tengan por objeto mitigar o remediar los efectos causados por alguna contingencia meteorológica o desastre natural.	
A-030	Generar o adaptar tecnologías constructivas y de ingeniería que minimicen la afectación al perfil costero y a los patrones de circulación de aguas costeras.	
A-031	Promover la preservación de las características naturales de las barras arenosas que limitan los sistemas lagunares costeros.	
A-032	Promover el mantenimiento de las características naturales, físicas y químicas de playas y dunas costeras.	
A-033	Fomentar el aprovechamiento de la energía eólica, excepto cuando su infraestructura pueda afectar corredores de especies migratorias.	
A-037	Promover la generación energética por medio de energía solar.	
A-038	Impulsar el uso de los residuos agrícolas para la generación de energía y reducir los riesgos de incendios forestales en las regiones más secas.	
A-039	Promover la reducción del uso de agroquímicos sintéticos a favor del uso de mejoradores orgánicos.	
A-040	Impulsar la sustitución de las actividades de pesca extractiva por actividades de producción acuícola con especies nativas de la zona en la cual se aplica el programa y con tecnologías que no contaminen el	El proyecto no incide con estos criterios, puesto que no contempla actividades pesqueras.



Criterios y Acciones Específicas para aplicar por Unidad de Gestión Ambiental		Relación con el Proyecto
Clave	Acciones - Criterios	
	ambiente y cuya infraestructura no afecte los sistemas naturales.	
A-044	Diversificar la base de especies en explotación comercial en las pesquerías.	
A-045	Desarrollar e impulsar el uso de la fauna de acompañamiento, salvo las especies que se encuentran en algún régimen de protección, para la producción comercial de harinas y complementos nutricionales.	
A-046	Incentivar el cumplimiento de los mecanismos existentes para controlar el vertido y disposición de residuos de embarcaciones, en las porciones marinas tanto costeras como oceánicas.	
A-050	Promover el desarrollo de Programas de Desarrollo Urbano y Programas de Conurbación con el fin de dotar de infraestructura de servicios a las comunidades rurales.	El proyecto se ajustará a lo establecido en dichos programas.
A-051	Promover la construcción de caminos rurales, de terracería o revestidos entre las localidades estratégicas para mejorar la comunicación.	El proyecto no incide con los presentes criterios, puesto que no contempla promover el uso adecuado de la tierra ni corresponde al ordenamiento de asentamientos urbanos.
A-052	Promover el uso sostenible de la tierra/agricultura (cultivos, ganado, pastos y praderas, y bosques) y prácticas de manejo y tecnología que favorezcan la captura de carbono.	
A-053	Desincentivar y evitar el desarrollo de actividades productivas extensivas.	
A-054	Desincentivar y evitar el desarrollo de actividades productivas extensivas.	
A-055	Coordinar los programas de gobierno que apoyan a la producción agropecuaria para actuar sinérgicamente sobre el territorio y la población que lo ocupa.	
A-056	Identificar e implementar aquellos cultivos aptos a las condiciones ambientales cambiantes.	
A-057	Evitar el establecimiento de zonas urbanas en zonas de riesgo industrial, zonas de riesgo ante eventos naturales, zonas susceptibles de inundación y derrumbe, zonas de restauración ecológica, en humedales, dunas costeras y manglares.	
A-058	Realizar campañas para reubicar a personas fuera de las zonas de riesgo.	
A-059	Identificar, reforzar o dotar de equipamiento básico a las localidades estratégicas para la conservación y/o el desarrollo sustentable.	
A-060	Establecer y mejorar sistemas de alerta temprana ante eventos hidrometeorológicos extremos.	
A-061	Mejorar las condiciones de las viviendas y de infraestructura social y comunitaria en las localidades de mayor marginación.	El proyecto no incide con estos criterios, puesto que no promueve mejorar las condiciones de las viviendas ni



Criterios y Acciones Específicas para aplicar por Unidad de Gestión Ambiental		Relación con el Proyecto	
Clave	Acciones - Criterios		
A-062	Fortalecer y consolidar las capacidades organizativas y de infraestructura para el manejo adecuado y disposición final de residuos peligrosos y de manejo especial. Asegurar el Manejo Integral de los Residuos Peligrosos.	infraestructura para el manejo integral de residuos.	
A-063	Instalar nuevas plantas de tratamiento de aguas residuales municipales y optimizar las ya existentes.	El proyecto no incide con estos criterios, puesto que no contempla la instalación de infraestructura para tratamiento de aguas residuales, manejo de residuos o remediación de suelos contaminados.	
A-064	Completar la conexión de las viviendas al sistema de colección de aguas residuales municipales y a las plantas de tratamiento.		
A-065	Instrumentar programas de recuperación y mejoramiento de suelos mediante el uso de lodos inactivados de las plantas de tratamiento de aguas servidas municipales.		
A-066	Incrementar la capacidad de tratamiento de las plantas para dar tratamiento terciario a los efluentes e inyectar aguas de mayor calidad al manto freático en apoyo, en su caso, a la restauración de humedales.		
A-067	Incrementar la capacidad de captación de aguas pluviales en las zonas urbanas y turísticas.		
A-068	Promover el manejo integral de los residuos sólidos, peligrosos y de manejo especial para evitar su impacto ambiental en el mar y zona costera.		
A-069	Promover el tratamiento o disposición final de los residuos sólidos urbanos, peligrosos y de manejo especial para evitar su disposición en el mar.		
A-070	Realizar campañas de colecta y concentración de residuos sólidos urbanos en la zona costera para su disposición final.		
A-071	Diseñar e instrumentar acciones coordinadas entre sector turismo y sector conservación para reducir al mínimo la afectación de los ecosistemas en zonas turísticas y aprovechar al máximo el potencial turístico de los recursos. Impulsar y fortalecer las redes de turismo de la naturaleza (ecoturismo) en todas sus modalidades como una alternativa al desarrollo local respetando los criterios de sustentabilidad según la norma correspondiente.		El proyecto no incide con estos criterios, puesto que no se desarrollarán actividades de turismo.
A-072	Promover que la operación de desarrollos turísticos se haga con criterios de sustentabilidad ambiental y social, a través de certificaciones ambientales nacionales o internacionales, u otros mecanismos.		
A-074	Construir, modernizar y ampliar la infraestructura portuaria de gran tamaño de apoyo al tráfico comercial de mercancías (embarcaciones mayores de 500 TRB (toneladas de registro bruto) y/o 49 pies de eslora); con obras sustentadas en estudios específicos, modelaciones predictivas y programas de monitoreo, que garanticen la no afectación de los recursos naturales.	El proyecto no incide con estos criterios, puesto que no considera acciones para modernizar los puertos.	



<b>Criterios y Acciones Específicas para aplicar por Unidad de Gestión Ambiental</b>		<b>Relación con el Proyecto</b>
<b>Clave</b>	<b>Acciones - Criterios</b>	
A-080	Consolidar el desarrollo turístico en las zonas de alto valor cultural, arqueológico, natural y paisajístico, considerando su preservación desde el punto de vista ecológico y socio-cultural.	El proyecto no incide con estos criterios, puesto que no se desarrollarán actividades de turismo.
A-082	Fomentar el conocimiento y difusión del patrimonio y atractivos culturales y naturales de la región, como apoyo al desarrollo turístico.	
A-084	Promover y regular el desarrollo de las actividades e infraestructura turística en coordinación con la federación, estado y municipios, con la participación de los sectores social y privado, atendiendo la Agenda 21 para el turismo de SECTUR.	
A-087	Promover la inversión y la gestión de recursos públicos para el fortalecimiento de las actividades turísticas, pesca y acuicultura.	
A-088	Promover la participación de las instituciones educativas y sociales en el desarrollo y consolidación del sector turismo en la región.	
A-094	Promover la investigación del estado y condiciones de las poblaciones de caracol y las condiciones ambientales de su hábitat, para dar mayor soporte al manejo y regulación de su pesquería.	El proyecto no incide con estos criterios, puesto que no contempla actividades pesqueras.
A-095	Promover el apoyo financiero y la comercialización para el sector pesquero y acuícola en la región, con base en los programas federales y estatales, considerando los lineamientos normativos como de la Carta Nacional Pesquera.	
A-100	Todas las obras o infraestructura de comunicaciones, desarrollos productivos y turísticos a realizarse en los municipios de Carmen, Candelaria, Escárcega, Campeche, Champotón, Tenabo, Hechechakán y Calkiní, deberán apegarse a la normatividad aplicable, incluyendo la LGEEPA, La Ley de Aguas Nacionales y su Reglamento, y la Ley del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente del Estado de Campeche para garantizar que no se afectará el flujo y régimen hídrico o laminar y subterráneo de la zona de influencia del proyecto, a fin de evitar afectaciones a centros de población, áreas productivas, servicios ambientales, la conectividad genética y cambios en la estructura y composición de flora y fauna asociada a sistemas acuáticos.	El proyecto no incide en los municipios mencionados en el presente criterio.

❖ **Programas de Desarrollo Urbano y Planes de Desarrollo (Nacional, Estatales y Municipales).**



## **PLAN NACIONAL DE DESARROLLO 2013 – 2018.**

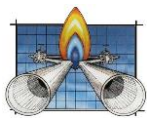
La Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos establece la planeación del desarrollo nacional como el eje que articula las políticas públicas que lleva a cabo el Gobierno de la República, pero también como la fuente directa de la democracia participativa a través de la consulta con la sociedad. Así, el desarrollo nacional es tarea de todos. En este *Plan Nacional de Desarrollo 2013 – 2018* convergen ideas y visiones, así como propuestas y líneas de acción para llevar a México a su máximo potencial.

El presente *Plan Nacional de Desarrollo* se elaboró bajo el liderazgo del Presidente de la República, observando en todo momento el cumplimiento del marco legal. La Constitución así como la Ley de Planeación establecen que le corresponde al Estado la rectoría del desarrollo nacional, para garantizar que éste sea integral y sustentable, para fortalecer la soberanía de la nación y su régimen democrático, y para que mediante el fomento del crecimiento económico y el empleo, mejore la equidad social y el bienestar de las familias mexicanas. Específicamente, el artículo 26 de la Constitución establece que habrá un *Plan Nacional de Desarrollo* al que se sujetarán, obligatoriamente, los programas de la Administración Pública Federal.

El *Plan Nacional de Desarrollo* es, primero, un documento de trabajo que rige la programación y el presupuesto de toda la Administración Pública Federal. De acuerdo con la Ley de Planeación, todos los Programas Sectoriales, Especiales, Institucionales y Regionales que definen las acciones del gobierno, deberán elaborarse en congruencia con el Plan. Asimismo, la Ley de Planeación requiere que la iniciativa de Ley de Ingresos de la Federación y el Proyecto de Decreto de Presupuesto de Egresos de la Federación compaginen con los programas anuales de ejecución que emanan de éste.

El *Plan Nacional de Desarrollo* es también un ejercicio de reflexión que invita a la ciudadanía a pensar sobre los retos y oportunidades que el país enfrenta, y sobre el trabajo compartido que se debe hacer como sociedad para alcanzar un mayor desarrollo nacional. Particularmente, el *Plan Nacional de Desarrollo* ha sido concebido como un canal de comunicación del Gobierno de la República, que transmite a toda la ciudadanía de una manera clara, concisa y medible la visión y estrategia de gobierno de la presente Administración.

El Plan Nacional de Desarrollo, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de mayo de 2013, destaca la importancia de acelerar el crecimiento económico para construir un México Próspero. Detalla el camino para impulsar a las pequeñas y medianas empresas, así como para promover la generación de empleos. También ubica el desarrollo de la infraestructura como pieza clave para incrementar la competitividad de la nación entera.



**Figura IV.5** Esquema del Plan Nacional de Desarrollo.

Dentro de las cinco metas que se describen en el Plan, el Proyecto es acorde con la meta número cuatro denominada México Próspero. Un México en el que se promueva el crecimiento sostenido de la productividad en un clima de estabilidad económica y mediante la generación de igualdad de oportunidades. Lo anterior considerando que una infraestructura adecuada y el acceso a insumos estratégicos fomentan la competencia y permiten mayores flujos de capital y conocimiento hacia individuos y empresas con el mayor potencial para aprovecharlo. Así mismo, esta meta busca proveer condiciones favorables para el desarrollo económico, a través de una regulación que permita una sana competencia entre las empresas y el diseño de una política moderna de fomento económico enfocada a generar innovación y crecimiento en sectores estratégicos.

En el apartado de infraestructura de transporte y logística descrito en el Diagnóstico de la meta IV, se plantea que una economía que quiere competir a nivel mundial, necesita contar con una infraestructura que facilite el flujo de productos, servicios y el tránsito de personas de una manera ágil, eficiente y a un bajo costo. Asimismo, una infraestructura adecuada para la capacidad productiva del país y abre nuevas oportunidades de desarrollo para la población.

Al respecto, dentro del Plan de Acción en la Estrategia IV, se plantea abastecer de energía al país con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva. Esto implica aumentar la capacidad del Estado para asegurar la provisión de petróleo crudo, gas natural y gasolinas que demanda el país; la productividad de una economía no sólo depende de la disponibilidad y de la calidad de los insumos de producción, sino también de la manera en que éstos interactúan. En este sentido, es fundamental garantizar reglas claras que incentiven el desarrollo de un mercado interno competitivo, donde la principal fuente de diferenciación entre las empresas radique en la calidad y precio de sus productos y servicios. Se privilegiará una regulación que inhiba las prácticas monopólicas e incentive a las empresas a producir mejores productos y servicios de una manera más eficiente.



**Objetivo 4.6.** Abastecer de energía al país con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva.

**Estrategia 4.6.1.** Asegurar el abastecimiento de petróleo crudo, gas natural y petrolíferos que demanda el país.

Líneas de acción

- Promover la modificación del marco institucional para ampliar la capacidad del Estado Mexicano en la exploración y producción de hidrocarburos, incluidos los de yacimientos no convencionales como los lutita.
- Fortalecer la capacidad de ejecución de Petróleos Mexicanos.
- Incrementar las reservas y tasas de restitución de hidrocarburos.
- Elevar el índice de recuperación y la obtención de petróleo crudo y gas natural.
- Fortalecer el mercado de gas natural mediante el incremento de la producción y el robustecimiento en la infraestructura de importación, transporte y distribución, para asegurar el abastecimiento de energía en óptimas condiciones de seguridad, calidad y precio.
- Incrementar la capacidad y rentabilidad de las actividades de refinación, y reforzar la infraestructura para el suministro de petrolíferos en el mercado nacional.
- Promover el desarrollo de una industria petroquímica rentable y eficiente.

En relación a los objetivos, estrategia y líneas de acción que se describen en el Plan Nacional de Desarrollo, el Proyecto se alinea directamente con el objetivo 4.6 relativo a abastecer de energía al país con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva, y con la estrategia número 4.6.1 relativa a asegurar el abastecimiento de petróleo crudo, gas natural y petrolíferos que demanda el país y en especial con la línea de acción en la que se establece, fortalecer el mercado de gas natural mediante el incremento de la producción y el robustecimiento en la infraestructura de importación, transporte y distribución, para asegurar el abastecimiento de energía en óptimas condiciones de seguridad, calidad y precio.

Fuente: Portal electrónico Gobierno Federal.

## **PLAN ESTATAL DE DESARROLLO 2011 – 2016. TAMAULIPAS.**

El Plan Estatal de Desarrollo Tamaulipas 2011-2016 fija objetivos, estrategias y líneas de acción para construir un el Tamaulipas que se quiere: Seguro, Humano, Competitivo y Sustentable, en plena concordancia con las metas nacionales para incorporarse al gran objetivo de mover a México.

### **EL TAMAULIPAS COMPETITIVO**

#### **Fomento de las capacidades empresariales**

**Objetivo:** Promover empresas sólidas en su capacidad productiva, competitiva y de comercialización mediante la asistencia técnica, incorporación de tecnología y acceso al financiamiento que agregue valor a sus productos.



## **Financiamiento de las empresas**

### Estrategias y líneas de acción

- Ampliar las oportunidades de acceso al financiamiento de las medianas, pequeñas y microempresas con instrumentos financieros accesibles en tasas, términos y plazos.
- Promover la ampliación de la oferta de financiamiento a las medianas, pequeñas y microempresas.
- Desarrollar instrumentos innovadores de financiamiento que respondan a los requerimientos de desarrollo de las vocaciones regionales, específicamente instrumentos para la protección contra riesgos de las medianas, pequeñas y microempresas.
- Gestionar la ampliación de los recursos de los fondos destinados a la creación y consolidación de nuevos proyectos de desarrollo de pequeñas y microempresas.
- Facilitar el acceso al financiamiento de los proyectos productivos asistidos por las incubadoras de negocios.
- Instrumentar sistemas de evaluación, seguimiento y control para mejorar la administración de los recursos destinados al financiamiento de empresas.

## **Industria para el crecimiento regional**

**Objetivo:** Fortalecer las actividades industriales que dinamicen la economía de las regiones mediante la gestión de servicios de proveeduría, la generación de empleos y la mejora de las percepciones de los trabajadores.

## **Localización de empresas con actividad industrial**

### Estrategias y líneas de acción

- Desarrollar proyectos de localización industrial que fortalezcan las determinantes competitivas de inversión para el establecimiento y la consolidación de empresas industriales.
- Impulsar acciones que contribuyan a la instalación y ampliación de empresas industriales que fortalezcan la planta productiva.
- Fortalecer la base industrial que consolide e incremente los puestos de trabajo.
- Desarrollar una estrategia de seguimiento y fomento de la actividad industrial que registre la producción, comercialización, la expansión de empresas existentes y las nuevas inversiones.
- Gestionar la ampliación y diversificación de la industria generadora de energía con criterios de sustentabilidad ambiental y tecnologías limpias.
- Establecer acciones para la gestión de la generación de energía de autoconsumo industrial.
- Fomentar el desarrollo

## **EL TAMAULIPAS SUSTENTABLE**



En el Tamaulipas sustentable, el crecimiento de las ciudades y el desarrollo del territorio son orientados por políticas públicas de ordenamiento y urbanización que protegen los recursos naturales y crean entornos funcionales con equipamiento suficiente y de calidad para la vida comunitaria.

### **Desarrollo ordenado y certeza jurídica**

**Objetivo:** Fortalecer el urbanismo del sistema de ciudades mediante la coordinación con los ayuntamientos en la política del uso del suelo, seguridad jurídica y actualización de la normatividad que regula el desarrollo urbano.

### **Desarrollo urbano sustentable**

#### Estrategias y líneas de acción

- Incorporar al desarrollo urbano las determinantes económicas, ambientales y sociales que fortalezcan la sustentabilidad de las ciudades.
- Promover con los ayuntamientos acuerdos para ejercer una política de uso de suelo que incentive el aprovechamiento sustentable de lotes urbanos baldíos. Línea de acción transversal del principio rector Sustentabilidad.
- Instrumentar acciones para el desarrollo de ciudades medias con programas regionales que potencien su dinámica económica y urbana.
- Determinar acciones para el desarrollo de programas comunitarios orientados a crear entornos ambientales saludables.
- Instrumentar acciones para el mantenimiento y la defensa de los espacios públicos en las que participe la comunidad que habita estos espacios. Línea de acción transversal del principio rector Participación ciudadana.

## **MEDIO AMBIENTE SUSTENTABLE**

### **Manejo de los recursos naturales**

**Objetivo:** Aprovechar los recursos naturales con políticas de gestión integral y criterios de responsabilidad y sustentabilidad ambiental, económica y social en la realización de las actividades productivas y comunitarias.

### **Política de sustentabilidad para el desarrollo**

#### Estrategias y líneas de acción

- Ordenar las actividades productivas y comunitarias con políticas de sustentabilidad ambiental en el aprovechamiento de los recursos naturales.
- Promover el uso racional de los recursos naturales con políticas de protección de la biodiversidad, la prevención de riesgos ambientales y la gestión integral de residuos.
- Fomentar proyectos de sustentabilidad que atiendan el crecimiento poblacional y preserven los mantos acuíferos y cuerpos de agua superficiales. Línea de acción transversal del principio rector Sustentabilidad.
- Impulsar programas de ahorro de energía y uso eficiente de los recursos en el sector productivo, el entorno comunitario y las actividades públicas.



- Instrumentar un programa transversal de desarrollo sustentable con objeto de alinear las acciones que diferentes dependencias e instancias de la administración estatal llevan a cabo en beneficio del ambiente.
- Fomentar el desarrollo y crecimiento económico a través de la alineación y coordinación de programas federales, estatales y municipales para facilitar un crecimiento verde incluyente con un enfoque transversal. Línea de acción transversal del principio rector Sustentabilidad.

Fuente: Plan Estatal de Desarrollo. Tamaulipas.

Cabe mencionar, que este Plan no establece criterios que vayan en contra de la instalación del proyecto.

### **PLAN MUNICIPAL DE DESARROLLO 2013 – 2016. ALTAMIRA, TAMAULIPAS.**

El Plan Municipal de Desarrollo de Altamira, Tamaulipas marca pautas y tiempos para conducir a los altamirenses hacia una de las etapas más trascendentes de su destino como sociedad: la construcción de un solo Altamira que se signifique como fortaleza de Tamaulipas y genere más y mejores oportunidades para todos.

#### **Misión**

Propiciar a través de la aplicación sistemática y puntual del Plan Municipal de Desarrollo la consolidación de un modelo de crecimiento integral que eleve los estándares de competitividad incrementando, en paralelo, los indicadores socioeconómicos que garanticen mayor calidad de vida para los habitantes del municipio.

Fortalecer el concepto de sociedad incluyente, solidaria, en sinergia con un gobierno municipal de resultados que ofrezca más y mejores oportunidades para todos.

Construir un solo Altamira donde prevalezcan la Seguridad y la Paz, que tenga como esencia de la interacción social el sentido humano y la solidaridad, que propicie con altos estándares de competitividad condiciones de prosperidad y bienestar para sus habitantes, que evolucione bajo principios de sustentabilidad, que se convierta en fortaleza de Tamaulipas.

#### **Visión**

Altamira es un municipio estratégico para Tamaulipas y la Región Noreste del País. Ofrece las condiciones necesarias para convertirse en una plataforma logística que potencia su solidez gracias a la interacción de diversos rubros productivos.

Sin embargo existe un histórico desfase entre el ritmo de expansión del sector productivo, representado fundamentalmente por la actividad industrial portuaria, y los indicadores de crecimiento socioeconómico.

Este escenario de altos contrastes exige políticas públicas modernas que propicien integración y una nueva dinámica de desarrollo sostenido.



Por ello el Plan Municipal de Desarrollo 2013-2016, que tiene como principal soporte el ejercicio de Consulta Pública previsto por la normatividad en la materia, establece objetivos y estrategias puntuales para consolidar Altamira como fortaleza de Tamaulipas.

## **ALTAMIRA PRÓSPERO Y COMPETITIVO**

**Impulso empresarial mediante un observatorio de oportunidades de negocio entre el sector educativo, sector privado y municipio.**

**Compromiso Estratégico:** Se necesitan más incubadoras de negocios tanto sociales como tecnológicos con la finalidad de obtener recursos para capital semilla, para emprender proyectos productivos que impulsen el crecimiento económico del municipio.

### **Líneas de acción:**

- Gestión coordinada a través de universidades y municipio para la obtención de recursos del fondo Pyme para el establecimiento de una incubadora de empresas, así como de una aceleradora de negocios.
- Colaboración coordinada entre las diferentes universidades y municipio para aportar capital humano, económico y tecnológico para la formación de un Observatorio de Oportunidades de Negocio, que integre la incubadora de negocios y aceleradora de empresas.

**Programa de promoción continua de inversión en el municipio.**

**Compromiso Estratégico:** Buscar el establecimiento de nuevas empresas para la satisfacción de necesidades de entretenimiento o de servicios con las que no cuente el Municipio.

### **Líneas de acción:**

- Promoción de la Inversión para la atracción de empresas como supermercados, cines, franquicias, etc.
- Llevar a cabo presentaciones a empresas para exponer las ventajas competitivas del Municipio.
- Participar en ferias estatales y nacionales para promocionar el Municipio.

## **ALTAMIRA SUSTENTABLE**

**Medio ambiente sustentable**

**Jurídico ambiental**

**Compromiso Estratégico:** Regularizar las actividades, que en materia de Medio Ambiente se llevan a cabo, mediante la aplicación de los lineamientos legales existentes.

### **Líneas de acción:**



- Implementar el Reglamento para el desarrollo sustentable y Protección al Ambiente del R. Ayuntamiento de Altamira, y adecuación del mismo para cubrir las necesidades en materia ambiental que pudiera requerir el municipio.
- Realizar acciones de Inspección y Vigilancia.
- Darle al sitio un potencial para la recreación y turismo sostenible, basado en las comunidades que lo rodean.
- Implementar un programa de control de bancos de material, así como de verificación de la metodología para la explotación y cumplimiento de disposiciones legales emitidas en los resolutiveos por las autoridades ambientales.
- Verificar el cumplimiento de los resolutiveos emitidos por las autoridades ambientales.
- Implementar un programa permanente de Monitoreo
- Implementación de la Policía Ambiental, mediante el apoyo de Seguridad Pública y Tránsito; esto con fundamento en los artículos 288 y 289 del Código para el desarrollo sustentable, vigente en el Estado; así como el artículo 7, fracción I del Reglamento para el desarrollo sustentable y protección al ambiente del municipio de Altamira.

### **Programa Municipal para la Prevención y Gestión Integral de Residuos Sólidos Urbanos y de Manejo Especial (PMPGIRSUME)**

**Compromiso Estratégico:** Implementar el Programa en lo que se refiere a la permanencia y ampliación de la separación y recolección separada de residuos sólidos, su tratamiento ambientalmente adecuado (instalación de un centro integral de residuos) y el fortalecimiento institucional.

#### **Líneas de acción:**

- Fortalecer la capacidad institucional del Municipio para la gestión integral de los residuos
- Realizar el diseño operacional de la prestación del servicio de recolección de residuos, a través de los subsistemas de barrido, recolección, transporte, tratamiento y disposición final.
- Establecer las bases de participación social dentro del Programa
- Clausura y saneamiento del ex basurero municipal, ubicado en la colonia presidentes

Fuente: Plan Municipal de Desarrollo.  
Altamira, Tamaulipas.

Cabe mencionar, que este Plan no establece criterios que vayan en contra de la instalación del proyecto.

### **❖ Leyes y Reglamentos en materia ambiental y Normas Oficiales Mexicanas (NOM's).**



La legislación ambiental federal, estatal y municipal vigente, que regula el proyecto y los impactos que se pueden presentar derivado de la instalación y operación del gasoducto, son:

### **CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE LOS ESTADOS UNIDOS MEXICANOS.**

La Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos publicada en el Diario Oficial de la Federación el 5 de febrero de 1917 (última reforma el 7 de julio de 2014), establece los principales criterios que asume la Nación para orientar el desarrollo del país mediante el otorgamiento de las garantías individuales y colectivas.

#### **Artículo 4º, quinto párrafo.**

*“... Toda persona tiene derecho a un medio ambiente sano para su desarrollo y bienestar. El Estado garantizará el respeto a este derecho. El daño y deterioro ambiental generará responsabilidad para quien lo provoque en términos de lo dispuesto por la ley...”*

Lo anterior, aplica directamente al proyecto, ya que consiste en la instalación de un sistema para transporte de gas natural el cual es un energético más amigable con el ambiente al emitir menos gases de efecto invernadero durante su combustión, lo cual, beneficiará ampliamente a las condiciones atmosféricas del municipio de Altamira, Tamaulipas.

#### **Artículo 25º, último párrafo.**

*“... La ley alentará y protegerá la actividad económica que realicen los particulares y proveerá las condiciones para que el desenvolvimiento del sector privado contribuya al desarrollo económico nacional, promoviendo la competitividad e implementando una política nacional para el desarrollo industrial sustentable que incluya vertientes sectoriales y regionales, en los términos que establece esta Constitución...”*

En este sentido, el presente proyecto pretende impulsar el desarrollo económico del municipio de Altamira, ya que suministrará de manera eficiente y continua un energético más amigable con el ambiente y más barato en relación con otros combustibles, lo cual beneficiará directamente al sector habitacional y turístico de la zona, e incentivará la creación de nuevos sistemas de negocios y la llegada de nuevas inversiones.

#### **Artículo 27º, tercer párrafo.**

*“... La Nación tendrá en todo tiempo el derecho de imponer a la propiedad privada las modalidades que dicte el interés público, así como el de regular, en beneficio social, el aprovechamiento de los elementos naturales susceptibles de apropiación, con objeto de hacer una distribución equitativa de la riqueza pública, cuidar de su conservación, lograr el desarrollo equilibrado del país y el mejoramiento de las condiciones de vida de la población rural y urbana. En consecuencia, se dictarán las medidas necesarias para ordenar los asentamientos humanos y establecer adecuadas provisiones, usos, reservas y destinos de tierras, aguas y bosques, a efecto de ejecutar obras públicas y de planear y regular la fundación, conservación, mejoramiento y crecimiento de los centros de población; para preservar y restaurar el equilibrio ecológico; para el fraccionamiento de los latifundios; para disponer, en los términos de la ley reglamentaria, la organización y explotación colectiva de los ejidos y comunidades; para el desarrollo de la pequeña propiedad rural; para el fomento de la agricultura, de la ganadería, de la silvicultura y de las demás actividades económicas*



*en el medio rural, y para evitar la destrucción de los elementos naturales y los daños que la propiedad pueda sufrir en perjuicio de la sociedad ...”*

Durante el desarrollo del presente Proyecto se dará pleno cumplimiento a las medidas establecidas para usos, reservas y destinos de tierras, cumpliendo con la normatividad ambiental aplicable al Proyecto tal como se describe a lo largo de este capítulo. Así mismo, permitirá beneficios económicos ya que generará fuentes de trabajo para los habitantes del municipio de Altmira y sus alrededores. Una vez que entre en operación, permitirá la disminución en la generación de gases de efecto invernadero.

## **LEYES FEDERALES**

### ***Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente.***

Esta Ley fue publicada en el Diario Oficial de la Federación el 28 de Enero 1988 y reformada por última ocasión el 09 de Enero del 2015.

La esfera de actuación para llevar a cabo la evaluación, aprobación y vigilancia en el desarrollo del proyecto del transporte de gas natural por ductos propiedad de Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., está fundamentada por las atribuciones asignadas a la federación de acuerdo a las definiciones que se hacen en las fracciones V, VI, X y XIX del Artículo 5º, los incisos a) y f) de la fracción III del Artículo 11, fracción XI del artículo 15 y Artículo 17 de esta Ley.

**Artículo 147.-** La realización de actividades industriales, comerciales o de servicios altamente riesgosas, se llevarán a cabo con apego a lo dispuesto por esta Ley, las disposiciones reglamentarias que de ella emanen y las normas oficiales mexicanas a que se refiere el artículo anterior.

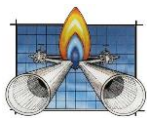
Quienes realicen actividades altamente riesgosas, en los términos del Reglamento correspondiente, deberán formular y presentar a la Secretaría un estudio de riesgo ambiental, así como someter a la aprobación de dicha dependencia y de las Secretarías de Gobernación, de Energía, de Comercio y Fomento Industrial, de Salud, y del Trabajo y Previsión Social, los programas para la prevención de accidentes en la realización de tales actividades, que puedan causar graves desequilibrios ecológicos.

Por lo anterior, se somete a evaluación el presente Estudio de Riesgo Ambiental (ERA).

### ***Ley de Hidrocarburos.***

Esta Ley fue publicada en el Diario Oficial de la Federación el día 11 de octubre de 2014 y es reglamentaria de los artículos 25, párrafo cuarto; 27, párrafo séptimo y 28, párrafo cuarto de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de Hidrocarburos.

Corresponde a la Nación la propiedad directa, inalienable e imprescriptible de todos los Hidrocarburos que se encuentren en el subsuelo del territorio nacional, incluyendo la



plataforma continental y la zona económica exclusiva situada fuera del mar territorial y adyacente a éste, en mantos o yacimientos, cualquiera que sea su estado físico.

Artículo	Vinculación con el proyecto
<p><b>Artículo 48.-</b> La realización de las actividades siguientes requerirá de permiso conforme a lo siguiente:  <b>II.</b> Para el transporte, almacenamiento, distribución, compresión, licuefacción, descompresión, regasificación, comercialización y expendio al público de hidrocarburos, petrolíferos o petroquímicos, según corresponda, así como la gestión de Sistemas Integrados, que serán expedidos por la Comisión Reguladora de Energía.</p>	<p>En cumplimiento con la fracción II del artículo en cuestión, la Promovente, realizará la gestión ante la CRE y obtendrá el permiso para el Transporte de Gas Natural en la Zona Geográfica donde se ubica el proyecto.</p>
<p><b>Artículo 49.-</b> Para realizar actividades de comercialización de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos en territorio nacional se requerirá de permiso. Los términos y condiciones de dicho permiso contendrán únicamente las siguientes obligaciones:  <b>V.</b> Realizar la contratación, por sí mismos o a través de terceros, de los servicios de Transporte, Almacenamiento, Distribución y Expendio al Público que, en su caso, requiera para la realización de sus actividades únicamente con Permissionarios;  <b>VI.</b> Cumplir con las disposiciones de seguridad de suministro que, en su caso, establezca la Secretaría de Energía;  <b>VII.</b> Entregar la información que la Comisión Reguladora de Energía requiera para fines de supervisión y estadísticos del sector energético, y  <b>VIII.</b> Sujetarse a los lineamientos aplicables a los Permissionarios de las actividades reguladas, respecto de sus relaciones con personas que formen parte de su mismo grupo empresarial o consorcio.</p>	<p>Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., realizará la gestión ante la Comisión Reguladora de Energía y obtendrá el permiso para el Transporte de Gas Natural, y cumplirá con las disposiciones de seguridad de suministro que, en su caso, establezca la Secretaría de Energía;</p> <p>Así mismo, entregará la información que la Comisión Reguladora de Energía requiera para fines de supervisión y estadísticos del sector energético, y se sujetará a los lineamientos del permiso mencionado.</p>
<p><b>Artículo 84.-</b> Los Permissionarios de las actividades reguladas por la Secretaría de Energía o la Comisión Reguladora de Energía, deberán, según corresponda:  <b>XXII.</b> Contar con el permiso vigente correspondiente;  <b>XXIII.</b> Cumplir los términos y condiciones establecidos en los permisos, así como abstenerse de ceder, traspasar, enajenar o gravar, total o parcialmente, los derechos u obligaciones derivados de los mismos en contravención de esta Ley;  <b>XXIV.</b> Entregar la cantidad y calidad de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos, conforme se establezca en las disposiciones aplicables;  <b>XXV.</b> Cumplir con la cantidad, medición y calidad conforme se establezca en las disposiciones jurídicas aplicables;  <b>XXVI.</b> Realizar sus actividades, con Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos de procedencia lícita;  <b>XXVII.</b> Prestar los servicios de forma eficiente, uniforme, homogénea, regular, segura y continua, así como cumplir los términos y condiciones contenidos en los permisos;  <b>XXVIII.</b> Contar con un servicio permanente de recepción y atención de quejas y</p>	<p>La Promovente dará cumplimiento a los términos y condiciones establecidas en el permiso para el transporte de Gas Natural, así como a las demás disposiciones y condicionantes que para tal efecto expida la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Aunado a lo anterior, se ajustará estrictamente para su cumplimiento, a lo establecido en las fracciones del Artículo 84 de la Ley de Hidrocarburos.</p>



Artículo	Vinculación con el proyecto
<p>reportes de emergencia;</p> <p><b>XXIX.</b> Obtener autorización de la Secretaría de Energía, o de la Comisión Reguladora de Energía, para modificar las condiciones técnicas y de prestación del servicio de los sistemas, ductos, instalaciones o equipos, según corresponda;</p> <p><b>XXX.</b> Dar aviso a la Secretaría de Energía, o a la Comisión Reguladora de Energía, según corresponda, de cualquier circunstancia que implique la modificación de los términos y condiciones en la prestación del servicio;</p> <p><b>XXXI.</b> Abstenerse de otorgar subsidios cruzados en la prestación de los servicios permissionados, así como de realizar prácticas indebidamente discriminatorias;</p> <p><b>XXXII.</b> Respetar los precios o tarifas máximas que se establezcan;</p> <p><b>XXXIII.</b> Obtener autorización de la Secretaría de Energía o de la Comisión Reguladora de Energía, según corresponda, para la suspensión de los servicios, salvo por causa de caso fortuito o fuerza mayor, en cuyo caso se deberá informar de inmediato a la autoridad correspondiente;</p> <p><b>XXXIV.</b> Observar las disposiciones legales en materia laboral, fiscal y de transparencia que resulten aplicables;</p> <p><b>XXXV.</b> Permitir el acceso a sus instalaciones y equipos, así como facilitar la labor de los verificadores de las Secretarías de Energía, y de Hacienda y Crédito Público, así como de la Comisión Reguladora de Energía y la Agencia, según corresponda;</p> <p><b>XXXVI.</b> Cumplir con la regulación, lineamientos y disposiciones administrativas que emitan las Secretarías de Energía, de Hacienda y Crédito Público, la Comisión Reguladora de Energía y la Agencia, en el ámbito de sus respectivas competencias. En materia de seguridad industrial, operativa y protección al medio ambiente, los Permissionarios serán responsables de los desperdicios, derrames de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos o demás daños que resulten, en términos de las disposiciones jurídicas aplicables;</p> <p><b>XXXVII.</b> Dar aviso a la Secretaría de Energía, a la Comisión Reguladora de Energía, a la Agencia y a las demás autoridades competentes sobre cualquier siniestro, hecho o contingencia que, como resultado de sus actividades, ponga en peligro la vida, la salud o la seguridad públicas, el medio ambiente; la seguridad de las instalaciones o la producción o suministro de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos; y aplicar los planes de contingencia, medidas de emergencia y acciones de contención que correspondan de acuerdo con su responsabilidad, en los términos de la regulación correspondiente. Sin perjuicio de lo anterior, deberán presentar ante dichas dependencias:</p>	



Artículo	Vinculación con el proyecto
<p>a. En un plazo que no excederá de diez días naturales, contados a partir del siniestro, hecho o contingencia de que se trate, un informe de hechos, así como las medidas tomadas para su control, en los términos de la regulación correspondiente, y</p> <p>b. En un plazo que no excederá de ciento ochenta días naturales, contados a partir del siniestro, hecho o contingencia de que se trate, un informe detallado sobre las causas que lo originaron y las medidas tomadas para su control y, en su caso, remediación, en los términos de la regulación correspondiente;</p> <p><b>XXXVIII.</b> Proporcionar el auxilio que les sea requerido por las autoridades competentes en caso de emergencia o siniestro;</p> <p><b>XXXIX.</b> Presentar anualmente, en los términos de las normas oficiales mexicanas aplicables, el programa de mantenimiento de sus sistemas e instalaciones y comprobar su cumplimiento con el dictamen de una unidad de verificación debidamente acreditada;</p> <p><b>XL.</b> Llevar un libro de bitácora para la operación, supervisión y mantenimiento de obras e instalaciones, así como capacitar a su personal en materias de prevención y atención de siniestros;</p> <p><b>XLI.</b> Cumplir en tiempo y forma con las solicitudes de información y reportes que soliciten las Secretarías de Energía y de Hacienda y Crédito Público, la Comisión Reguladora de Energía y la Agencia, y</p> <p><b>XLII.</b> Presentar la información en los términos y formatos que les sea requerida por la Secretaría de Energía o la Comisión Reguladora de Energía, en el ámbito de sus competencias, en relación con las actividades reguladas.</p>	
<p><b>Artículo 118.-</b> Los proyectos de infraestructura de los sectores público y privado en la industria de Hidrocarburos atenderán los principios de sostenibilidad y respeto de los derechos humanos de las comunidades y pueblos de las regiones en los que se pretendan desarrollar.</p>	<p>Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V. atenderá los principios de sostenibilidad y respeto de los derechos humanos de los habitantes del municipio de Altamira, Tamaulipas, que es donde índice la totalidad del proyecto.</p>
<p><b>Artículo 121.</b> Los interesados en obtener un permiso o una autorización para desarrollar proyectos en materia de Hidrocarburos, así como los Asignatarios y Contratistas, deberán presentar a la Secretaría de Energía una evaluación de impacto social que deberá contener la identificación, caracterización, predicción y valoración de los impactos sociales que podrían derivarse de sus actividades, así como las medidas de mitigación y los planes de gestión social correspondientes, en los términos que señale el Reglamento de esta Ley.</p> <p>La Secretaría de Energía emitirá la resolución y las recomendaciones que correspondan, en el plazo y los términos que señale el Reglamento de esta Ley.</p> <p>La resolución señalada en el párrafo anterior deberá ser presentada por los Asignatarios, Contratistas, Permisionarios o Autorizados para efectos de la autorización de impacto ambiental.</p>	<p>Para tal Fin, Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V. aunado al presente Estudio de Riego Ambiental, elaborará y someterá a evaluación de la Secretaría de Energía el Estudio de Impacto Social (EIS) que establece el presente artículo; una vez obtenida la resolución positiva del EIS se presentará a la ASEA para los efectos que de ésta emanen.</p>
<p><b>Artículo 130.-</b> Los Asignatarios, Contratistas, Autorizados y</p>	<p>En el caso fortuito de ocasionar impactos</p>



Artículo	Vinculación con el proyecto
Permisarios ejecutarán las acciones de prevención y de reparación de daños al medio ambiente o al equilibrio ecológico que ocasionen con sus actividades y estarán obligados a sufragar los costos inherentes a dicha reparación, cuando sean declarados responsables por resolución de la autoridad competente, en términos de las disposiciones aplicables.	ambientales durante el desarrollo de las diferentes fases del proyecto, la Promovente realizará la compensación de los mismos con apego a las normas y leyes establecidos, así mismo, para tal fin, en el presente Estudio de Riesgo Ambiental se incluyen medidas de prevención y en su caso, mitigación de impactos ambientales que serán instauradas antes y durante el desarrollo del proyecto.

### ***Ley de Aguas Nacionales.***

La Ley de Aguas Nacionales, publicada el 1 de diciembre de 1992 y reformada el 11 de agosto del 2014, es reglamentaria del Artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia de aguas nacionales; es de observancia general en todo el territorio nacional, sus disposiciones son de orden público e interés social y tiene por objeto regular la explotación, uso o aprovechamiento de dichas aguas, su distribución y control, así como la preservación de su cantidad y calidad para lograr su desarrollo integral sustentable.

**Artículo 88.** Las personas físicas o morales requieren permiso de descarga expedido por "la Autoridad del Agua" para verter en forma permanente o intermitente aguas residuales en cuerpos receptores que sean aguas nacionales o demás bienes nacionales, incluyendo aguas marinas, así como cuando se infiltren en terrenos que sean bienes nacionales o en otros terrenos cuando puedan contaminar el subsuelo o los acuíferos.

El proyecto se ajusta a lo establecido en el presente artículo ya que no que no generará aguas residuales.

**Artículo 86 BIS 2.** Se prohíbe arrojar o depositar en los cuerpos receptores y zonas federales, en contravención a las disposiciones legales y reglamentarias en materia ambiental, basura, materiales, lodos provenientes del tratamiento de aguas residuales y demás desechos o residuos que por efecto de disolución o arrastre, contaminen las aguas de los cuerpos receptores, así como aquellos desechos o residuos considerados peligrosos en las Normas Oficiales Mexicanas respectivas. Se sancionará en términos de Ley a quien incumpla esta disposición.

**Artículo 91 BIS.** Las personas físicas o morales que descarguen aguas residuales a las redes de drenaje o alcantarillado, deberán cumplir con las Normas Oficiales Mexicanas y, en su caso, con las condiciones particulares de descarga que emita el estado o el municipio. La Promovente se ajustará a los lineamientos establecidos en la presente Ley, al no causar impactos a los cuerpos de agua existentes en el área de influencia del proyecto. Lo anterior, debido a que no se generarán descargas de aguas residuales, hacia cuerpos receptores ni tampoco se realizará el aprovechamiento de agua superficial o subterránea.



### ***Ley General de Protección Civil.***

Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 03 de Junio del 2014. La presente Ley es de orden público e interés social y tiene por objeto establecer las bases de coordinación entre los tres órdenes de gobierno en materia de protección civil. Los sectores privado y social participarán en la consecución de los objetivos de esta Ley, en los términos y condiciones que la misma establece.

Si bien el ámbito de coordinación de esta Ley se limita a las entidades federales, estatales y municipales, se prevé la incidencia en el proyecto como expresión de actividades preventivas que inciden en la protección civil tanto de la población cercana, como de los operarios del Proyecto, y que para el promovente finca responsabilidades de colaboración, coordinación con las autoridades respectivas y la definición de los respectivos simulacros, programas de evacuación, programas preventivos de mantenimiento a las instalaciones, programas de capacitación, el respectivo Estudio de Riesgo (solicitado por la SEMARNAT, de acuerdo a lo señalado en el segundo párrafo del artículo 147 de la LGEEPA); así mismo, en apego a lo establecido en el artículo 79 de la LGPC, la empresa promovente del proyecto estará obligada a elaborar un programa interno, en los términos que establezca esta Ley y su reglamento, sin perjuicio de lo señalado en los respectivos ordenamientos locales.

**Artículo 79.** Las personas físicas o morales del sector privado cuya actividad sea el manejo, almacenamiento, distribución, transporte y utilización de materiales peligrosos, hidrocarburos y explosivos presentarán ante la autoridad correspondiente los programas internos de protección civil a que se refiere la fracción XL del artículo 2 de la presente Ley.

### ***Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos.***

Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 8 de Octubre de 2003 y reformada por última vez el 05 de Diciembre del 2014, esta Ley tiene por objeto garantizar el derecho de toda persona al medio ambiente adecuado y propiciar el desarrollo sustentable a través de la prevención de la generación, valorización y la agestión integral de los residuos peligrosos, de los residuos sólidos urbanos y de manejo especial; prevenir la contaminación de sitios con estos residuos y llevar a cabo su remediación, así como para establecer criterios generales que serán definidos con mayor precisión en el Reglamento, así como en las leyes estatales y ordenamientos municipales que se deriven de la misma Ley.

La Ley establece una serie de obligaciones para los generadores de residuos peligrosos, en función de las cantidades de residuos que generen anualmente, así como obligaciones en el caso de manejo y de accidentes o derrames de residuos peligrosos.

Establece también disposiciones generales para el caso del manejo de residuos de manejo especial y sólidos urbanos, que deberán ser desarrollados por las disposiciones locales.

El proyecto del sistema para transporte de gas natural por ductos cumplirá con las obligaciones establecidas por la Ley, las cuales se verán con mayor detalle al tratar sobre el Reglamento de la misma, la correspondiente ley estatal de residuos, y otras partes del ERA que atiendan al manejo adecuado de residuos en general.



## **Ley Federal de Responsabilidad Ambiental.**

Publicada el 7 de Junio de 2013.

**Artículo 1°.-** La presente Ley regula la responsabilidad ambiental que nace de los daños ocasionados al ambiente, así como la reparación y compensación de dichos daños cuando sea exigible a través de los procesos judiciales federales previstos por el artículo 17 constitucional, los mecanismos alternativos de solución de controversias, los procedimientos administrativos y aquellos que correspondan a la comisión de delitos contra el ambiente y la gestión ambiental.

Los preceptos de este ordenamiento son reglamentarios del artículo 4o. Constitucional, de orden público e interés social y tienen por objeto la protección, la preservación y restauración del ambiente y el equilibrio ecológico, para garantizar los derechos humanos a un medio ambiente sano para el desarrollo y bienestar de toda persona, y a la responsabilidad generada por el daño y el deterioro ambiental.

El régimen de responsabilidad ambiental reconoce que el daño ocasionado al ambiente es independiente del daño patrimonial sufrido por los propietarios de los elementos y recursos naturales. Reconoce que el desarrollo nacional sustentable debe considerar los valores económicos, sociales y ambientales.

El proceso judicial previsto en el presente Título se dirigirá a determinar la responsabilidad ambiental, sin menoscabo de los procesos para determinar otras formas de responsabilidad que procedan en términos patrimoniales, administrativos o penales.

**Artículo 2°.** Para los efectos de esta Ley se estará a las siguientes definiciones, así como aquellas previstas en la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, las Leyes ambientales y los tratados internacionales de los que México sea parte. Se entiende por:

- IV.** Actividades consideradas como altamente riesgosas: Las actividades que implican la generación o manejo de sustancias con características corrosivas, reactivas, radioactivas, explosivas, tóxicas, inflamables o biológico-infecciosas en términos de lo dispuesto por la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente;
- V.** Criterio de equivalencia: Lineamiento obligatorio para orientar las medidas de reparación y compensación ambiental, que implica restablecer los elementos y recursos naturales o servicios ambientales por otros de las mismas características;
- VI.** Daño al ambiente: Pérdida, cambio, deterioro, menoscabo, afectación o modificación adversos y mensurables de los hábitat, de los ecosistemas, de los elementos y recursos naturales, de sus condiciones químicas, físicas o biológicas, de las relaciones de interacción que se dan entre éstos, así como de los servicios ambientales que proporcionan. Para esta definición se estará a lo dispuesto por el artículo 6o. de esta Ley;

**Artículo 6°.** No se considerará que existe daño al ambiente cuando los menoscabos, pérdidas, afectaciones, modificaciones o deterioros no sean adversos en virtud de:

- III.** Haber sido expresamente manifestados por el responsable y explícitamente identificados, delimitados en su alcance, evaluados, mitigados y compensados mediante condicionantes, y autorizados por la Secretaría, previamente a la realización de la



conducta que los origina, mediante la evaluación del impacto ambiental o su informe preventivo, la autorización de cambio de uso de suelo forestal o algún otro tipo de autorización análoga expedida por la Secretaría; o de que,

**IV.** No rebasen los límites previstos por las disposiciones que en su caso prevean las Leyes ambientales o las normas oficiales mexicanas.

La excepción prevista por la fracción I del presente artículo no operará, cuando se incumplan los términos o condiciones de la autorización expedida por la autoridad.

**Artículo 10.-** Toda persona física o moral que con su acción u omisión ocasione directa o indirectamente un daño al ambiente, será responsable y estará obligada a la reparación de los daños, o bien, cuando la reparación no sea posible a la compensación ambiental que proceda, en los términos de la presente Ley.

De la misma forma estará obligada a realizar las acciones necesarias para evitar que se incremente el daño ocasionado al ambiente.

**Artículo 24.-** Las personas morales serán responsables del daño al ambiente ocasionado por sus representantes, administradores, gerentes, directores, empleados y quienes ejerzan dominio funcional de sus operaciones, cuando sean omisos o actúen en el ejercicio de sus funciones, en representación o bajo el amparo o beneficio de la persona moral, o bien, cuando ordenen o consientan la realización de las conductas dañosas.

Las personas que se valgan de un tercero, lo determinen o contraten para realizar la conducta causante del daño serán solidariamente responsables, salvo en el caso de que se trate de la prestación de servicios de confinamiento de residuos peligrosos realizada por empresas autorizadas por la Secretaría.

No existirá responsabilidad alguna, cuando el daño al ambiente tenga como causa exclusiva un caso fortuito o fuerza mayor.

**Artículo 25.-** Los daños ocasionados al ambiente serán atribuibles a la persona física o moral que omite impedirlos, si ésta tenía el deber jurídico de evitarlos. En estos casos se considerará que el daño es consecuencia de una conducta omisiva, cuando se determine que el que omite impedirlo tenía el deber de actuar para ello derivado de una Ley, de un contrato, de su calidad de garante o de su propio actuar precedente.

Con apego a lo establecido en la Ley Federal de Responsabilidad Ambiental, Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., somete a evaluación el presente Estudio de Riesgo Ambiental (ERA), en donde se incluyen las características del proyecto a instalar, los métodos constructivos, la descripción del Sistema ambiental presente en el área de influencia del proyecto, y las medidas preventivas y en su caso, para la mitigación de impactos que serán aplicadas durante todas las etapas del proyecto, y en su caso, reparar los daños ambientales causados por la instalación del sistema para transporte de gas natural.

## **REGLAMENTOS FEDERALES**

### ***Reglamento de la Ley de Aguas Nacionales.***



El Reglamento de la Ley de Aguas Nacionales, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 12 de enero de 1994, con su última reforma el 25 de octubre de 2014, define las condiciones para la gestión de las concesiones de explotación, uso o aprovechamiento de los recursos hidrológicos.

**Artículo 151.** Se prohíbe depositar, en los cuerpos receptores y zonas federales, basura, materiales, lodos provenientes del tratamiento de descarga de aguas residuales y demás desechos o residuos que por efecto de disolución o arrastre, contaminen las aguas de los cuerpos receptores, así como aquellos desechos o residuos considerados peligrosos en las normas oficiales mexicanas respectivas.

El proyecto se ajustará, y en su caso, respetará los lineamientos establecidos en el presente Reglamento.

### ***Reglamento de la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos***

El Reglamento de la LGPGIR, publicado en el Diario Oficial de la Federación el día 30 de Noviembre de 2006 se refiere a las obligaciones relativas al manejo y disposición de los residuos peligrosos por parte del generador. Establece los lineamientos generales que habrán de observarse sobre el manejo, incluyendo almacenamiento, recolección, transporte, alojamiento, reuso, tratamiento, reciclaje, incineración y disposición final de los residuos peligrosos, así como, las normas oficiales relativas a los mismos. Asimismo, se establecen los requerimientos específicos para el registro de los generadores y de los prestadores de servicios encargados del manejo de los residuos peligrosos.

Este reglamento es aplicable al proyecto en virtud de que durante las diferentes etapas del proyecto se van a generar, manejar y disponer residuos peligrosos. El Proyecto cumplirá con este ordenamiento y su realización no se opone a sus disposiciones.

### ***Reglamento para el Transporte Terrestre de Materiales y Residuos Peligrosos.***

El Reglamento para el Transporte Terrestre de Materiales y Residuos Peligrosos se publicó en el Diario Oficial de la Federación el día 7 de Abril de 1993; tiene por objeto regular el transporte terrestre de materiales y residuos peligrosos, establece las obligaciones de los transportistas de dichos materiales y residuos, la clasificación y descripción de las sustancias peligrosas que pueden ser transportadas; las características de los envases y embalajes en los que se deben transportar; las características, especificaciones, equipamiento e identificación de los vehículos motores y unidades de arrastre a utilizar; las condiciones de seguridad en los mismos, el Sistema Nacional de Emergencia en Transportación de Materiales y Residuos Peligrosos, las disposiciones de tránsito en vías de jurisdicción federal, las disposiciones especiales para el transporte de residuos peligrosos; la responsabilidad, las obligaciones y las sanciones específicas de las partes involucradas con el transporte de materiales y residuos peligrosos.

Este reglamento resulta aplicable al Proyecto en cuanto a que se tiene la obligación de contratar con una empresa autorizada por la SEMARNAT como por la SCT para el transporte de materiales y residuos peligrosos en términos de lo que dispone dicho cuerpo



normativo. El Proyecto cumplirá en su momento con este ordenamiento y no se opone a sus disposiciones.

***Reglamento para la Protección del Ambiente contra la Contaminación Originada por la Emisión de Ruido.***

El Reglamento para la Protección del Ambiente contra la Contaminación originada por la Emisión de Ruido, publicado en el Diario Oficial de la Federación el día 6 de diciembre de 1982, establece los límites máximos permisibles de emisión de ruido proveniente de fuentes industriales. Así mismo, dispone las medidas necesarias para mitigar el ruido, así como los estudios y métodos de realización para determinar los niveles de ruido.

Este reglamento resulta aplicable al Proyecto, en tanto que durante todas las fases que comprende el proyecto se emitirá ruido. El Proyecto cumplirá en su momento con este ordenamiento y no se opone a sus disposiciones.

**Normas Oficiales Mexicanas**

De acuerdo con al artículo 3º, fracción XI de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, las Normas Oficiales Mexicanas (NOM's) son regulaciones técnicas de observancia obligatoria expedida por las dependencias competentes, conforme a las finalidades establecidas en el artículo 40, que establece reglas, especificaciones, atributos, directrices, características o prescripciones aplicables a un producto, proceso, instalación, sistema, actividad, servicio o método de producción u operación, así como aquellas relativas a terminología, simbología, embalaje, marcado o etiquetado y las que se refieran a su cumplimiento o aplicación.

Conforme al artículo 37-bis de la LGEEPA, las NOM's en materia ambiental son de naturaleza obligatoria en el territorio nacional, existen diferentes NOM's que regulan el ordenamiento ecológico, descarga de aguas residuales, emisiones a la atmósfera, manejo y transporte de materiales y residuos peligrosos, manejo de recursos naturales y emisiones de ruido, principalmente.

El proyecto del transporte de gas natural cumplirá desde el diseño de los equipos y en cada una de sus etapas (preparación del sitio, construcción, y operación) con la normatividad aplicable a este tipo de proyectos con la finalidad de prevenir y controlar cualquier emisión contaminante. Las NOM's que tienen incidencia en las actividades previstas para la construcción y operación del transporte se detallan a continuación:

**AIRE:**

Normatividad Aplicable	Concordancia y cumplimiento de las Normas aplicables
------------------------	--



<p><b>NOM-041-SEMARNAT-2015.</b> Límites Máximos Permisibles para la emisión de contaminantes en vehículos que usan Gasolina como combustible</p>	<p>Para la instalación del transporte de gas natural por ductos, la empresa utilizará vehículos y equipos de combustión interna a base de Diesel y/o Gasolina (fuentes móviles), por lo cual, Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V. realizará mantenimiento preventivo a maquinaria y equipos, con el objeto de que éstos se encuentren operando satisfactoriamente, reduciendo la emisión de gases contaminantes por motores de combustión en mal estado, así mismo, durante las etapas de preparación del sitio y construcción, se circulará a baja velocidad (20 Km/h) con el objeto de disminuir las emisiones de gases a la atmósfera. Aunado a lo anterior, la empresa realizará sus actividades durante la obra civil, con apego a los Límites Máximos Permisibles (LMP).</p>
<p><b>NOM-045-SEMARNAT-2006.</b> Vehículos en circulación que usan Diesel como combustible. Límites máximos de opacidad.</p>	

**SUELO Y SUBSUELO:**

Normatividad Aplicable	Concordancia y cumplimiento de las Normas aplicables
<p><b>NOM-138-SEMARNAT/SS-2012.</b> Límites Máximos Permisibles de Hidrocarburos en Suelos y las Especificaciones para su Caracterización y Remediación.</p>	<p>Las actividades de mantenimiento que se requieran realizar durante la etapa de construcción del proyecto, estarán a cargo de un proveedor externo y dado de alta para sus residuos peligrosos generados, sin embargo, dichas actividades estarán delimitadas estrictamente por lo establecido en la NOM-138-SEMARNAT/SS-2003, la cual establece los lineamientos para prevenir la contaminación del suelo y en caso de existir, asegurase que ésa se encuentre dentro de los LMP para suelos contaminados con hidrocarburos, lo cual será constatado mediante la caracterización y remediación del suelo, de acuerdo a las especificaciones indicadas en dicha norma.</p>

**FLORA Y FAUNA:**

Normatividad Aplicable	Concordancia y cumplimiento de las Normas aplicables
<p><b>NOM-059-SEMARNAT-2010.</b> Protección ambiental. Especies nativas de México de flora y fauna silvestres-Categorías de riesgo y especificaciones para su inclusión, exclusión o cambio-Lista de especies en riesgo.</p>	<p>Se considera para el caso de identificar especies de flora y fauna silvestres ubicadas en las categorías de riesgo.</p>

**RUIDO:**



Normatividad Aplicable	Concordancia y cumplimiento de las Normas aplicables
<p><b>NOM-080-SEMARNAT-1994.</b>            Establece los LMP de Emisión de Ruido Proveniente del Escape de los Vehículos Automotores, Motocicletas y Triciclos Motorizados en Circulación y su Método de Medición</p>	<p>Durante las actividades a realizar durante la etapa de preparación del sitio y construcción, se utilizará maquinaria pesada y equipos estacionarios generadores de ruido, por lo que Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., deberá apearse estrictamente a lo establecido en las NOM's, respecto a los límites máximos permisibles para las emisiones de ruido, vibraciones, energía térmica y lumínica, así como atender las acciones correctivas necesarias para evitar efectos nocivos de dichos contaminantes al medio ambiente. Así mismo, la empresa estará disponible para ejecutar acciones que en algún momento puedan ser impuestas por las autoridades correspondientes, en caso de ser necesarias.</p>

**RIESGO AMBIENTAL Y ENERGÍA:**

Normatividad Aplicable	Concordancia y cumplimiento de las Normas aplicables
<p><b>NOM-007-SECRE-2010.</b> Transporte de gas Natural.</p>	<p>Establece las especificaciones técnicas y los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplir los sistemas para transporte de gas natural por medio de ductos.</p>
<p><b>NOM-009-SECRE-2002.</b>            Monitoreo, detección y clasificación de fugas de Gas Natural y gas L.P. en ductos.</p>	<p>Establece los requisitos mínimos para el monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas L.P. en ductos, que deben cumplir los permisionarios de los sistemas para transporte y distribución por medio de ductos que operen en la República Mexicana.</p>
<p><b>NOM-129-SEMARNAT-2006.</b> Redes de distribución de gas natural.</p>	<p>Establece las especificaciones de protección ambiental para la preparación del sitio, construcción, operación, mantenimiento y abandono de redes de distribución de gas natural que se pretendan ubicar en áreas urbanas, suburbanas e industriales, de equipamiento urbano o de servicios.</p>
<p><b>NOM-005-STPS-1998.</b>            Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo para el manejo, transporte y almacenamiento de sustancias químicas peligrosas.</p>	<p>La empresa deberá cumplir con esta norma en cuanto al manejo, transporte y almacenamiento de sustancias químicas inflamables.</p>
<p><b>NOM-018-STPS-2000.</b>            Sistema para la identificación y comunicación de peligros y riesgos por sustancias químicas peligrosas en los centros de trabajo.</p>	<p>En las instalaciones superficiales, la empresa realizará la identificación de los ductos que transporten gas natural, así como aquellos que pudieran contener mercaptanos conforme a la mencionada norma.</p>
<p><b>NOM-022-STPS-2015.</b>            Electricidad estática en los centros de trabajo - condiciones de seguridad e higiene.</p>	<p>La empresa se apegará a las condiciones de seguridad indicadas en esta norma en cuanto a electricidad estática para instalaciones donde se manejan sustancias químicas inflamables a fin de evitar riesgos de incendio y explosión por este tipo de electricidad.</p>

❖ **Decretos de Áreas Naturales Protegidas.**



El Sistema para Transporte de Gas Natural, propiedad de Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., no incide en Áreas Naturales Protegidas (ANP's) de carácter Federal, Estatal o Municipal.

❖ **Ordenamientos aplicables inherentes al sector energético.**

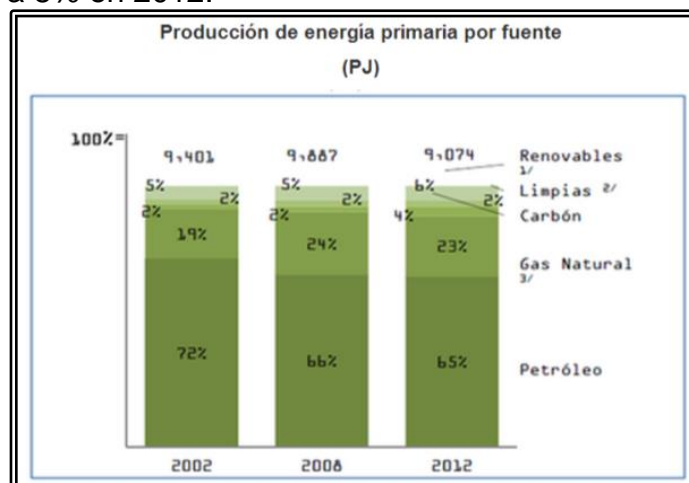
**PROGRAMA SECTORIAL DE ENERGÍA 2013-2018.**

El Programa Sectorial de Energía 2013 – 2018, fue publicado en el Diario Oficial de la Federación el 13 de Diciembre del 2013; tiene como objetivo orientar las acciones a la solución de obstáculos que limiten el abasto de energía, que promuevan la construcción y modernización de la infraestructura del sector y la modernización organizacional tanto de la estructura y regulación de las actividades energéticas, como de las instituciones y empresas del Estado.

**Composición de la matriz energética nacional**

Como resultado de la disponibilidad de hidrocarburos en el territorio nacional, a lo largo de la historia moderna la matriz energética del país se ha concentrado en fuentes fósiles de energía, principalmente petróleo crudo y gas natural. Actualmente, la producción conjunta de petróleo y gas natural representa cerca del 90% de la producción total de energía primaria.

Por otro lado, a pesar de que se han registrado avances importantes en el aprovechamiento de energías no fósiles, su participación en la matriz energética sigue siendo reducida, al pasar de 7% en 2008 a 8% en 2012.



**PJ:** Producción en Penta Joules (1 PJ= 1X10<sup>15</sup> Joules).

El país dispone de un potencial de fuentes de energía indiscutible, tanto fósiles como limpias, con un amplio portafolio de recursos renovables (eólico, solar, geotérmico, biomasa e hídrico). Por ello, aun cuando se prevé que durante las próximas décadas los hidrocarburos continúen representando el principal energético primario, es indispensable reforzar y continuar impulsando acciones concretas para el logro de una mayor diversificación de la matriz energética. En este sentido, deben impulsarse tecnologías que permitan un mayor aprovechamiento de los recursos en sus diferentes etapas de

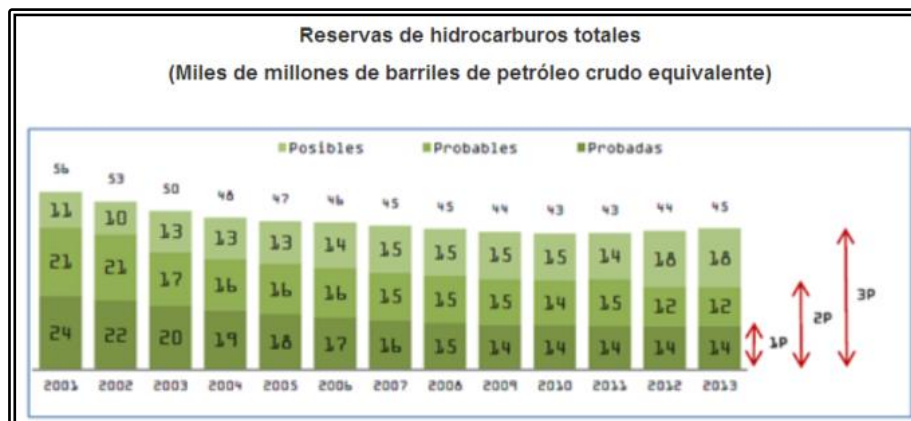


desarrollo y que permitan capturar importantes beneficios económicos, sociales y medio ambientales.

### Capacidad productiva y de transformación de hidrocarburos Recursos petroleros<sup>2</sup>

El nivel de reservas probadas con los que actualmente se cuenta, permitiría mantener una producción de hidrocarburos, a los niveles actuales, por un periodo de 10 años; ubicando a México dentro de los 20 países con mayores reservas a nivel mundial. Por su parte, el volumen de reservas totales o 3P representa hasta 33 años de producción de hidrocarburos a su actual nivel de extracción.

En lo referente al gas natural, las reservas probadas son equivalentes a 7,3 años de producción, a los niveles actuales de extracción.



Recientemente, Petróleos Mexicanos (PEMEX) logró elevar la tasa de restitución de reservas de petróleo crudo a niveles por arriba del 100%, lo que significa que las reservas probadas que se adicionan son iguales o superiores a las que se extrajeron durante el año que concluye.

### Producción de crudo y gas natural

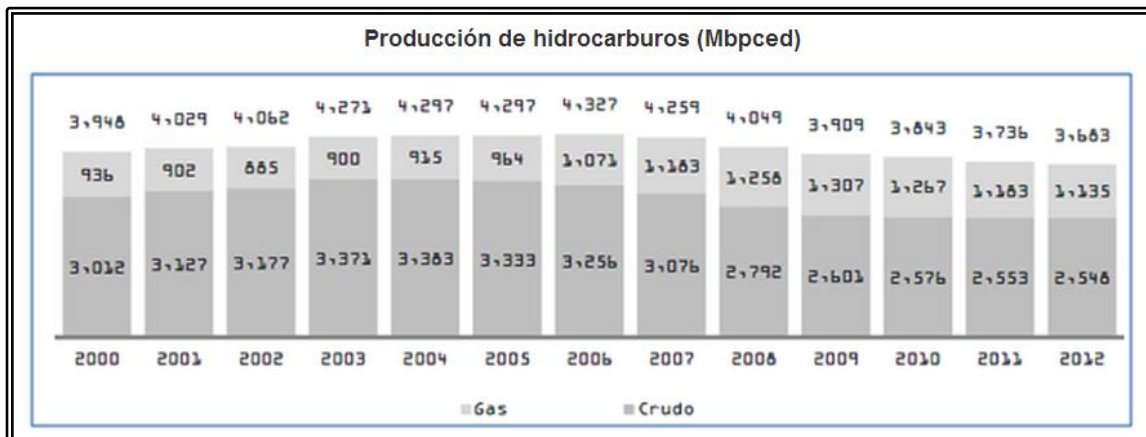
Durante el 2004, la producción de petróleo en el país alcanzó su máximo histórico, ubicándose por arriba de los 3,3 millones de barriles por día. A partir de este punto, la producción comenzó a declinar hasta alcanzar 2,548 mil barriles por día (Mbd) en 2012, de los cuales 54% correspondió a crudo pesado, 33% crudo ligero y 13% superligero. Por su parte la producción de gas natural (libre de nitrógeno y bióxido de carbono), se ubicó en 5,676 millones de pies cúbicos por día (MMpcd), mostrando una gradual declinación a partir de su máximo registrado en 2009 cuando alcanzó 6,534 MMpcd.

<sup>2</sup> Al 1 de enero de 2013, las reservas totales de hidrocarburos(1) en el país sumaron 44.5 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMMbpce), de las cuales 31% corresponden a reservas probadas (1P), 28% a reservas probables (2P) y 41% a reservas posibles (3P). En términos de tipo de hidrocarburo, las reservas totales ascendieron a 30,817 millones de barriles (MMb) de petróleo (69% del total) y 63,229 de millones de pies cúbicos (MMpc) de gas natural (31% del total).



Al primer semestre de 2013, la producción promedio de crudo se encuentra ligeramente por debajo de la producción registrada en 2012, lo que se explica por la continua declinación natural de Cantarell y los retos operativos para aumentar la producción en otros proyectos, como Ixtal-Manik, Crudo Ligero Marino, Yaxche, Ku-Maloob-Zaap, Ogarrio-Magallanes y Delta del Grijalva, entre otros.

Como parte de las acciones para mantener la producción de hidrocarburos, en 2013 se destinaron inversiones en exploración y producción superiores a los 20 mil millones de dólares, lo que representa el monto de inversión más alto de la historia en la industria petrolera nacional.



Considerando lo anterior, destaca el papel que juegan las técnicas de recuperación secundaria y terciaria, o mejorada en el país, ya que es a través de este tipo de proyectos que se podrá incrementar el factor de recuperación de petróleo en rangos de 5% a 30%, además de extender la vida útil de los campos que hoy se encuentran en un estado avanzado de producción.

Aunado a esto, la producción de hidrocarburos se enfrenta a geologías cada vez más complejas o de difícil acceso, como lo son las aguas profundas o las diversas zonas que conforman el proyecto Aceite Terciario del Golfo, lo que conlleva a realizar grandes inversiones y a asumir mayores riesgos. Por lo anterior es necesario generar las capacidades técnicas adecuadas que permitan incorporar y desarrollar nuevas tecnologías para agregar mayor eficiencia en el descubrimiento y desarrollo de reservas en los procesos de producción.

En lo que se refiere a los recursos provenientes de lutitas, estos podrían representar una aportación significativa para cubrir las necesidades energéticas del país a largo plazo. Sin embargo, es importante dimensionar la complejidad de la incorporación de estos recursos, así como los posibles impactos ambientales y sociales que conlleva su explotación comercial. Para el desarrollo de esta nueva industria, se requerirá ampliar la infraestructura de transporte y de servicios así como fortalecer las capacidades regulatorias y normativas que permitan asegurar niveles sostenidos de desempeño económico, social y ambiental.



## CAPÍTULO V. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE.

### V.2 Indicar las bases de diseño y normas utilizadas para la construcción del ducto, así como los procedimientos de certificación de materiales empleados, los límites de tolerancia a la corrosión, recubrimientos a emplear y bases de diseño y ubicación de válvulas de seccionamiento, venteo y control.

Considerando que las instalaciones para transporte de Gas Natural están regidas por normas, códigos y estándares; la fase de diseño contempla aspectos necesarios para dar seguridad física al sistema para transporte de gas natural conformado por tubería en acero al carbón 8" D.N.

El diseño de la red de tuberías e instrumentación se encuentra de acuerdo a lo especificado en el código **ASME B 31.8** - Edición 2007 "Sistemas de Transmisión y Distribución de Gas por Tuberías", el cual es un estándar internacional establecido por la industria de los Estados Unidos de América (EUA).

Aunado a lo anterior el sistema para transporte de Gas Natural está diseñado y será construido con estricto apego a la **NOM-007-SECRE-2010** "Transporte de Gas Natural", principal regulación aplicada en el desarrollo de una red de transporte de hidrocarburos. Cabe mencionar, que para dar cumplimiento a dicha norma, la empresa promotora del proyecto Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., deberá ser auditada por una Unidad de Verificación en materia de Gas Natural, misma que evaluará las condiciones de operación de la red de transporte y estaciones de regulación, para dar cumplimiento a las normas establecidas por la Comisión Reguladora de Energía.

El diseño bajo el cual será constituido el sistema para transporte de Gas Natural; así como las estaciones de regulación y medición de la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., involucra los siguientes aspectos:

#### 6. 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.

#### 7. Cargas dinámicas que afectan a la red.

Se consideran a aquellos cruces especiales por donde pasará el Gasoducto principal, tales como: cruces carreteros y caminos rurales, los cuales no se verán afectados ni tampoco representarán un riesgo para la integridad física del gasoducto.

#### 8. 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.

#### 9. Corrosión.

La tubería que brindará la alimentación de Gas Natural a las Estaciones de Regulación y Medición ubicadas en las instalaciones de los socios, estarán cumpliendo con los requisitos de seguridad y operación establecidos en la **NOM-007-SECRE-2010** Apéndice 1, "Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas".

#### 10. 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 en los ductos de la red de transporte.



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.

Así mismo, los materiales utilizados en este proyecto, cumplen con las siguientes especificaciones:

- Tubería de transporte y la utilizada dentro de las estaciones: **API 5L ó ASTM A53**,
- Válvulas de bloqueo y de operación: **API 6D** y partes 192 y 193 del **DOT 49**,
- Bridas y conexiones: **ASME B16.6 y B16.9**,

La tubería metálica de la red y en las estaciones de regulación cumplen con los requisitos de la **NOM-007-SECRE-2010**, así mismo concuerda con los estándares **ASME-B 31.8 2007** y **DOT 49 CFR** en su parte 192.

Las instalaciones como casetas de regulación y medición del sistema para transporte de gas natural estarán debidamente resguardadas de agentes externos, mediante bardas perimetrales y/o cercas metálicas con acceso restringido, permitiendo la entrada sólo al personal de la empresa.

**V.2 Señalar la infraestructura requerida para la operación del ducto, tales como bombas, trampas, estaciones de regulación o compresión, venteos, etc. (Indicar en forma de lista en el caso de ampliaciones, la infraestructura actual y proyectada).**

La infraestructura requerida para la instalación del sistema para transporte de gas natural de la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., se indica a continuación:

**Tabla V.2.1** Componentes principales del Sistema para Transporte

Componente	Coordenadas de ubicación		Intensiones de diseño
	Latitud Norte	Longitud Oeste	
Estación de Medición	22° 27' 53,16"	97° 59' 11,61"	Medición del gas natural proveniente del proveedor
Tubería de 8" D.N.	--	--	Transporte de Gas Natural
ERM Dynasol	22° 26' 51,64"	97° 58' 15,24"	Recepción, filtración, regulación, medición y entrega de Gas Natural a la empresa Dynasol.

A continuación se indican las especificaciones técnicas y cálculo de los diámetros de las tuberías que conforman el sistema para transporte de gas natural.



## V.2.1 Especificaciones Técnicas y Cálculos del Sistema para Transporte de Gas Natural.

### Cálculo para la tubería de 8" de diámetro nominal de acero al carbón

El espesor mínimo de pared del tubo se calcula de acuerdo a la NOM-007-SECRE-2010. Transporte de Gas Natural, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$t = \frac{PD}{2SFET}$$

Dónde:

- t = espesor mínimo de la tubería
- P = presión manométrica de diseño
- D = diámetro exterior de la tubería
- S = resistencia mínima a la cedencia
- F = factor de diseño por densidad de población
- E = eficiencia de la junta longitudinal de la tubería
- T = factor de corrección por temperatura del gas.
- T=1 si la temperatura del gas es igual o menor a 400° K

Obtenemos el valor de la resistencia mecánica mínima de la tubería.

S = 42 000 psi = 289 580,77 kPa

Utilizando la presión de diseño, que es de 35,15 kg/cm<sup>2</sup> (500 psi).

Pipe Data...	
Diameter:	8.625 Inches
Wall Thickness:	0.128 Inches
SMYS:	42000 Psi
Pressure:	500 Psi

Design Factors...			
Class Location:	Class 4	Value...	
Location Exceptions:	Pipelines, mains, and service lines		0.40
Longitudinal Joint:	API 5L - Seamless		1.00
Operating Temperature:	250 F {121 C} or less		1.000

Calculate

Get Save Print Close

De acuerdo al cálculo anterior se requiere que la tubería de 8" de diámetro tenga un espesor mínimo de 0,128".

Al espesor calculado se adiciona 10% por corrosión y 15% por fallas en la construcción dando un total de espesor requerido de 0,162".

El espesor de la tubería reportado de acuerdo al tipo de cedula en base al extracto de las normas ANSI B36.10 y B36.19 condensado en el Apéndice B del manual técnico CRANE "Flow of fluid"



Se utilizará tubería sin costura API 5L Grado B de 8" de diámetro nominal que tiene un espesor de 0.219" sobrepasando el espesor mínimo requerido.

## V.2.2 Memoria Técnico Descriptiva y Memoria de la Estación de Regulación y Medición (ERM) Dynasol.

### Descripción de la Estación de Regulación y Medición.

La siguiente descripción es de la Estación de Regulación y Medición "DYNASOL", para el abastecimiento de gas natural a sus instalaciones por parte de **GAS NATURAL DEL NOROESTE S.A. DE C.V.**

Se inicia con una junta aislante dieléctrica de 8" de Ø para acoplarse entre bridas tipo RF en ANSI 300 luego de una brida de cuello soldable de acero al carbón de 8" de Ø tipo RF en ANSI 300, continuando con una reducción soldable de acero al carbón de 8" X 6" de Ø en cedula 40 seguida por un codo de acero al carbón de 90° X 6" de Ø en cedula 40 al cual le sigue una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, continuándole, una válvula de bola de paso completo de 6" de Ø bridada tipo RF en ANSI 300 con cuerpo de tres piezas guiada, lubricable y accionada por palanca, aguas abajo de la válvula anterior se encuentra una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, la cual se suelda a uno de los extremos rectos laterales de una tee soldable de acero al carbón de 6" X 6" X 6" de Ø en cedula 40, a la cual llamaremos **TEE 1**, misma que por la cual en su extremo centro se deriva el **Tren de Filtración No. 2**, el cual se describirá más adelante.

Por el extremo recto lateral restante de la **TEE 1** se encuentra el **Tren de Filtración No. 1**, que está conformado como se describe a continuación; Inmediato al extremo recto lateral restante de la **TEE 1** se tiene una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, seguida por una válvula de bola de paso completo de 6" de Ø bridada RF en ANSI 300 con cuerpo de tres piezas guiada, lubricable y accionada por palanca, aguas abajo de la válvula anterior se coloca un filtro coalescedor con entrada y salida de 6" de Ø bridado tipo RF en ANSI 300, seguida por una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, posteriormente se coloca un codo soldable de acero al carbón de 90° X 6" de Ø en cedula 40 seguido por la instalación de un pequeño carrete de tubería en posición vertical de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40 hasta llegar a otro codo soldable de acero al carbón de 90° X 6" de Ø en cedula 40, al cual le continua una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300 seguida inmediatamente por una válvula de bola de paso completo de 6" de Ø bridada RF en ANSI 300 con cuerpo de tres piezas guiada, lubricable y accionada por palanca, continuando con una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300 la cual se suelda a uno de los extremos rectos laterales de una tee de acero al carbón de 6" X 6" X 6" de Ø en cedula 40 a la cual llamaremos **TEE 2**, en la cual por su extremo recto lateral restante se deriva el Tren de Medición, y por el extremo centro se encuentra un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40, en el cual se localiza un inserto de 1/2" de Ø para la instalación de un manómetro, aguas abajo del carrete se llega al extremo centro de una tee soldable de acero al carbón de 6" X 6" X 6" de Ø en cedula 40 la cual denominaremos **TEE 4**, y que por uno de sus extremos rectos laterales se deriva el bypass del Tren de Medición N°1, el cual será descrito posteriormente.

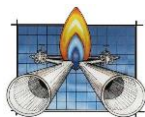
Regresando al extremo centro de la **TEE 1**, se instala un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40, en el cual se localiza un inserto de 1/2" de Ø para poder instalar un manómetro para monitorear la presión de entrada antes de los filtros coalescentes, aguas abajo del carrete se tiene una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40, seguida de otra brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40, seguida de un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40, en el cual se localiza un inserto de 1/2" de Ø para poder instalar un manómetro para monitorear la presión de entrada antes de los filtros coalescentes, continua hasta llegar



a uno de los extremos rectos laterales de una tee de acero al carbón de 6" X 6" X 6" de Ø en cedula 40 a la cual llamaremos **TEE 3**, y en la cual por su extremo recto lateral restante se encuentra un tapón soldable de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40, y por su extremo centro se deriva el **Tren de Filtración No. 2**, el cual comienza con la instalación de una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300 seguida por una válvula de bola de paso completo de 6" de Ø bridada RF en ANSI 300 con cuerpo de tres piezas guiada, lubricable y accionada por palanca, aguas abajo de la válvula anterior se coloca un filtro coalescedor con entrada y salida de 6" de Ø bridado tipo RF en ANSI 300, seguido por una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, posteriormente se coloca un codo soldable de acero al carbón de 90° X 4" de Ø en cedula 40 seguido por la instalación de un pequeño carrete de tubería en posición vertical de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40 hasta llegar a otro codo soldable de acero al carbón de 90° X 6" de Ø en cedula 40, al cual le continua una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300 seguida inmediatamente por una válvula de bola de paso completo de 6" de Ø bridada RF en ANSI 300 con cuerpo de tres piezas guiada, lubricable y accionada por palanca, continuando con una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300 la cual se suelda a uno de los extremos rectos laterales de una tee de acero al carbón de 6" X 6" X 6" de Ø en cedula 40 a la cual llamaremos **TEE 5**, que por su extremo medio tenemos un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40, en el cual se localiza un inserto de 1/2" de Ø para poder instalar un manómetro para monitorear la presión de salida después de los filtros coalescentes, seguida de una tee la cual llamaremos **TEE 6**, que siguiendo su extremo recto tenemos un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40, en el cual se localizan dos insertos de 1" de Ø para poder instalar un cromatógrafo, continuando con una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, seguida de otra brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, continuando con un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40, en el cual se localizan dos insertos de 1" de Ø para poder instalar un cromatógrafo, y regresando a la **TEE 4**.

Regresando al extremo recto lateral restante de la **TEE 2**, tenemos una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300 seguida inmediatamente por una válvula de bola de paso completo de 6" de Ø bridada RF en ANSI 600 con cuerpo de tres piezas guiada, lubricable, accionada por palanca continuándole con una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, unida a un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40, después de este carrete de tubería se instala una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, la cual está unida a una válvula de seguridad de 6" de Ø en ANSI 300 bridada tipo RF, seguida por otra brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300 a la cual se le une un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40, posteriormente se encuentra una brida de cuello soldable de acero al carbón de 4" de Ø tipo RF en ANSI 600, la cual estará unida a una válvula de bola de paso completo de 6" de Ø bridada RF en ANSI 300 con cuerpo de tres piezas guiada, lubricable, accionada por palanca, que a su vez se une con una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, que estará soldada por uno de sus extremos rectos laterales de una tee de acero al carbón de 6" X 6" X 6" de Ø en cedula 40 a la cual llamaremos **TEE 7** en la cual por su extremo lateral restante se deriva el Tren de Medición N°1, y por el extremo centro se encuentra un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40, en el cual se localiza un inserto de 1/2" de Ø para la instalación de un manómetro, aguas abajo del carrete se llega al extremo centro de una tee de acero al carbón de 6" X 6" X 6" de Ø en cedula 40 la cual denominaremos **TEE 8**, y que por uno de sus extremos rectos laterales se deriva el bypass del Tren de Medición N°1, el cual será descrito posteriormente.

Regresando al extremo medio de la **TEE 4**, se deriva el by pass del tren de medición N°1 que comienza aguas abajo con una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, a la cual le continua una válvula de bola de paso completo de 6" de Ø bridada RF en ANSI 300 con cuerpo



de tres piezas guiada, lubricable, accionada por palanca, misma que está unida a una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, unida a un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40, la que se suelda al extremo lateral restante de la **TEE 8** antes mencionada.

Regresando al extremo recto lateral restante de la **TEE 7** rumbo a la salida, inmediatamente después comienza el **Tren de Medición**, el cual inicia con la instalación de una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300 seguida inmediatamente por una válvula de bola de paso completo de 6" de Ø bridada RF en ANSI 300 con cuerpo de tres piezas guiada, lubricable, accionada por palanca continuándole con una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, unida a un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40, hasta llegar a una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, inmediatamente después de esta brida se encuentra el Medidor Turbina G-650 de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, aguas abajo del Medidor se encuentra una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, continúa con un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40 con insertos de  $\frac{1}{2}$  y  $\frac{3}{4}$ , para la instalación de una manómetro para monitoreo de la presión y un termopozo, respectivamente, aguas abajo del tubo de medición se encuentra una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, seguida por una válvula de bola de 6" de Ø bridada RF en ANSI 300 con cuerpo de tres piezas guiada, lubricable, accionada por palanca, continuándole una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300 la cual se suelda a uno de los extremos rectos laterales de una tee de acero al carbón de 6" X 6" X 6" de Ø en cedula 40 a la cual llamaremos **TEE 10**, que por su extremo recto restante rumbo a la salida se localiza una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300.

Regresando a la **TEE 8** por su extremo recto se deriva el by pass del tren de medición N°1, el cual comienza con una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300 seguida inmediatamente por una válvula de bola de paso completo de 6" de Ø bridada RF en ANSI 300 con cuerpo de tres piezas guiada, lubricable, accionada por palanca continuándole con una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, unida a un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40, hasta llegar a una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, seguida de una brida ciega de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, misma que podrá ser removida para usar el carrete ( bypass) en caso de ser necesario, seguida de esta se deja un espacio igual a la del medidor, seguimos con otra brida ciega de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, aguas abajo del tren del by pass de medición se encuentra una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, continúa con un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40 con insertos de  $\frac{1}{2}$  y  $\frac{3}{4}$ , para la instalación de una manómetro para monitoreo de la presión y un termopozo, respectivamente, aguas abajo se encuentra una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, seguida por una válvula de bola de 6" de Ø bridada RF en ANSI 300 con cuerpo de tres piezas guiada, lubricable, accionada por palanca, continuándole una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300 la cual se suelda a uno de los extremos rectos laterales de una tee de acero al carbón de 6" X 6" X 6" de Ø en cedula 40 a la cual llamaremos **TEE 9**, y en la cual por su extremo recto lateral restante se encuentra un tapón soldable de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40, y por su extremo centro y hacia la salida le continúa un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40, uniéndose nuevamente con la **TEE 10**.

Regresando aguas abajo del extremo recto lateral restante de la **TEE 5** se deriva el **tren de regulación N° 1** empezando con una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300 seguida por una válvula de bola de 6" de Ø bridada RF en ANSI 300 con cuerpo de tres piezas guiada, lubricable accionada por palanca, continuando con la instalación de una brida de cuello soldable de



acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, seguida de una reducción soldable de acero al carbón de 6" X 2" de Ø en cedula 40, la cual se suelda a una brida de cuello soldable de acero al carbón de 2" de Ø tipo RF en ANSI 300, para así continuar con la instalación del primer regulador de presión Marca Mooney modelo FG-30 de 2" de Ø bridado tipo RF en ANSI 300 con piloto sencillo, seguido de una brida de cuello soldable de acero al carbón de 2" de Ø tipo RF en ANSI 600, inmediatamente después le sigue una reducción soldable de acero al carbón de 6" X 2" de Ø en cedula 40, posteriormente le sigue un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40, el cual cuenta con dos insertos de 1/2" de Ø para la señal del piloto y para la colocación de un manómetro testigo, y un inserto más de 1/2" de Ø para la colocación de una válvula de aguja para desfogue, al que le sigue otra reducción soldable de acero al carbón de 6" X 2" de Ø en cedula 80, la cual se suelda a una brida de cuello soldable de acero al carbón de 2" de Ø tipo RF en ANSI 300, inmediatamente después se coloca un segundo regulador de presión Marca Mooney modelo FG-30 de 2" de Ø bridado tipo RF en ANSI 300 con piloto sencillo, seguido de una brida de cuello soldable de acero al carbón de 2" de Ø tipo RF en ANSI 300, inmediatamente después le sigue una reducción soldable de acero al carbón de 6" X 2" de Ø en cedula 40, continuando con otra reducción soldable de acero al carbón de 6" X 8" de Ø en cedula 40, posteriormente le sigue un carrete de tubería de acero al carbón de 8" de Ø en cedula 40, el cual cuenta con cinco insertos de 1/2" de Ø tres para la señal de los pilotos otro la colocación de un manómetro testigo, y un inserto más de 1/2" de Ø para la colocación de una válvula de aguja para desfogue, le sigue una brida de cuello soldable de acero al carbón de 8" de Ø tipo RF en ANSI 300, seguida de una válvula de bola de paso completo de 8" de Ø bridada RF en ANSI 150 con cuerpo de tres piezas guiada, lubricable, accionada por sistema de engranes y con volante, seguida de una brida de cuello soldable de acero al carbón de 8" de Ø tipo RF en ANSI 150, a esta brida se le suelda una tee de acero al carbón de 8" X 8" X 8" de Ø en cedula 40 por uno de sus extremos rectos laterales, a la cual llamaremos **TEE 12**, que es donde termina el **Tren de Regulación No.1**, y en la que por su extremo centro se conecta con el **Tren del by pass de Regulación No.1**, mismo que será descrito a continuación.

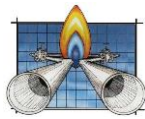
Por el extremo centro de la **TEE 6**, se encuentra en **Tren del by pass de Regulación No. 1**, el cual inicia con un carrete de tubería de acero al carbón de 6" de Ø en cedula 40, seguida de una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, seguida por una válvula de bola de paso completo de 6" de Ø en ANSI 300 con cuerpo de tres piezas guiada, lubricable accionada por palanca, continuando una válvula de globo de 6" de Ø bridada RF en ANSI 300, la cual está unida a una brida de cuello soldable de acero al carbón de 6" de Ø tipo RF en ANSI 300, seguida de una reducción soldable de acero al carbón de 8" X 6" de Ø en cedula 40, posteriormente le sigue un carrete de tubería de acero al carbón de 8" de Ø en cedula 40, el cual cuenta con dos insertos de 1/2" de Ø para la colocación de un manómetro testigo, y un inserto más de 1/2" de Ø para la colocación de una válvula de aguja para desfogue, en seguida se coloca una tee de acero al carbón de 8" X 8" X 8" de Ø en cedula 40, a la que llamaremos **TEE 11**, que por su extremo centro le sigue un carrete de tubería de acero al carbón de 8" de Ø en cedula 40, uniéndose nuevamente con la **TEE 12**, que por su extremo lateral y hacia la salida tenemos el **Tren de Medicion N°2**, empezando con una brida de cuello soldable de acero al carbón de 8" de Ø tipo RF en ANSI 150, enseguida se coloca una válvula de bola de paso completo de 8" de Ø en ANSI 300 con cuerpo de tres piezas guiada, lubricable, accionada por palanca, aguas abajo de la válvula se coloca otra brida de cuello soldable de acero al carbón de 8" de Ø tipo RF en ANSI 150, seguida de un carrete de tubería de acero al carbón de 8" de Ø en cedula 40, seguida de una brida de cuello soldable de acero al carbón de 8" de Ø tipo RF en ANSI 150, inmediatamente después de esta brida se encuentra el Medidor Turbina G-1000 de 8" de Ø tipo RF en ANSI 150, aguas abajo del Medidor se encuentra una brida de cuello soldable de acero al carbón de 8" de Ø tipo RF en ANSI 150, continúa con un carrete de tubería de acero al carbón de 8" de Ø en cedula 40 con insertos de 1/2" y 3/4", para la instalación de una manómetro para monitoreo de la presión y un termopozo, respectivamente, aguas abajo del tubo de medición se encuentra una brida de cuello soldable de acero al carbón de 8" de Ø tipo RF en ANSI 150, seguida por una válvula de bola de 8" de Ø bridada RF en



ANSI 150 con cuerpo de tres piezas guiada, lubricable, accionada por palanca, continuándole una brida de cuello soldable de acero al carbón de 8" de Ø tipo RF en ANSI 150 la cual se suelda a uno de los extremos rectos laterales de una tee de acero al carbón de 8" X 8" X 8" de Ø en cedula 40 a la cual llamaremos **TEE 15**, que por su extremo recto restante rumbo a la salida se localiza una brida de cuello soldable de acero al carbón de 8" de Ø tipo RF en ANSI 150.

Regresando a la **TEE 11** tenemos el **by pass del Tren de Medicion N°2**, empieza con una brida de cuello soldable de acero al carbón de 8" de Ø tipo RF en ANSI 150, seguida por una válvula de bola de 8" de Ø bridada RF en ANSI 150 con cuerpo de tres piezas guiada, lubricable, accionada por palanca, aguas abajo de la válvula se coloca una brida de cuello soldable de acero al carbón de 8" de Ø tipo RF en ANSI 150, seguida de un carrete de tubería de acero al carbón de 8" de Ø en cedula 40, , hasta llegar a una brida de cuello soldable de acero al carbón de 8" de Ø tipo RF en ANSI 150, seguida de una brida ciega de acero al carbón de 8" de Ø tipo RF en ANSI 150, misma que podrá ser removida para usar el carrete ( bypass) en caso de ser necesario, seguida de esta se deja un espacio igual a la del medidor, seguimos con otra brida ciega de acero al carbón de 8" de Ø tipo RF en ANSI 150, aguas abajo del tren del by pass de medición se encuentra una brida de cuello soldable de acero al carbón de 8" de Ø tipo RF en ANSI 150, continúa con un carrete de tubería de acero al carbón de 8" de Ø en cedula 40 con insertos de  $\frac{1}{2}$  y  $\frac{3}{4}$ , para la instalación de una manómetro para monitoreo de la presión y un termopozo, respectivamente, aguas abajo se encuentra una brida de cuello soldable de acero al carbón de 8" de Ø tipo RF en ANSI 150, seguida por una válvula de bola de 8" de Ø bridada RF en ANSI 150 con cuerpo de tres piezas guiada, lubricable, accionada por palanca, continuándole una brida de cuello soldable de acero al carbón de 8" de Ø tipo RF en ANSI 150 la cual se suelda a uno de los extremos rectos laterales de una tee de acero al carbón de 8" X 8" X 8" de Ø en cedula 40 a la cual llamaremos **TEE 13**, y en la cual por su extremo recto lateral restante se encuentra un tapón soldable de acero al carbón de 8" de Ø en cedula 40, y por su extremo centro y hacia la salida le continua un carrete de tubería de acero al carbón de 8" de Ø en cedula 40, uniéndose con una tee de acero al carbón de 8" X 8" X 8" de Ø en cedula 40 a la cual llamaremos **TEE 14**, que por su extremo centro y hacia arriba se deriva el tren de alivio el cual comienza con una reducción soldable de acero al carbón de 4" X 8" de Ø en cedula 40, continuándole una brida de cuello soldable de acero al carbón de 4" de Ø tipo RF en ANSI 150, posteriormente le sigue un carrete de tubería de acero al carbón de 4" de Ø en cedula 40, el cual cuenta con un inserto de  $\frac{1}{2}$ " de Ø para la señal del piloto de la válvula de alivio, continuando con una brida de cuello soldable de acero al carbón de 4" de Ø tipo RF en ANSI 150, enseguida tenemos la válvula de seguridad Mooney FG-39 de acero al carbón de 4" de Ø tipo RF en ANSI 150, continuando con una brida de cuello soldable de acero al carbón de 4" de Ø tipo RF en ANSI 150, le sigue un carrete de tubería de acero al carbón de 4" de Ø en cedula 40, seguido de un codo soldable de acero al carbón de 45° X 4" de Ø cedula 40, a este se le suelda en posición vertical y con dirección hacia arriba, un carrete de tubería de acero al carbón de 4" de Ø en cedula 40, para completar la línea de desfogue de la válvula de seguridad citada.

Regresando al extremo recto lateral restante de la **TEE 14** y con dirección a la salida, se suelda un carrete de tubería de acero al carbón de 8" de Ø en cedula 40, y uniéndose a la **TEE 15** antes mencionada para completar la estación hacia la salida.



### V.2.3 Memoria de cálculo de la ERM Dynasol – Iberdrola

El concepto para el diseño de la estación de regulación y medición incluye filtración común para dos áreas de servicio. Por un lado un tren que abastecerá el área de cogeneración de energía eléctrica y por otro lado un tren de regulación medición que abastecerá al área de Calderas.

Dicho lo anterior, a continuación se presentan las bases de Diseño para la elaboración de la presente Memoria de Cálculo:

Máxima presión de entrada a la estación: 256.02 psig (18.00 kg/cm<sup>2</sup>)  
Mínima presión de entrada a la estación: 253.17 psig (17.80 kg/cm<sup>2</sup>)

Tren de abastecimiento para la Cogeneración:

Máxima presión de salida: 256.02 psig (18.00 kg/cm<sup>2</sup>)  
Mínima presión de salida: 238.20 psig (16.75 kg/cm<sup>2</sup>)

Tren de abastecimiento para la Calderas:

Máxima presión de salida: 56.89 psig (4.00 kg/cm<sup>2</sup>)  
Mínima presión de salida: 49.78 psig (3.50 kg/cm<sup>2</sup>)

Los Consumos mínimo y máximo, proyectados a lo largo de la vida útil del proyecto se presentan en la Tabla siguiente:

ÁREA	CONSUMOS	SCMD	MMSCFD	SCMH	SCFH
COGENERACIÓN ELÉCTRICA	Máximo	331,440	11.70	13,810.00	487,695.55
	Mínimo	91,234.32	3.22	3,801.43	134,246.23
CALDERAS	Máximo	123,648.96	4.37	5,152.04	181,942.58
	Mínimo	53,538.72	1.89	2,230.78	78,779.25

Dado que no van a consumir ambas áreas al mismo tiempo el flujo máximo de entrada a la ERM será de 13,810.00 SCMH.

Considerando la información citada líneas arriba, se elaboró la Memoria de Cálculo que a continuación se describe.



➤ TREN DE FILTRACIÓN COMÚN

I) Cálculos de diámetros y velocidades para las condiciones de operación de 20.76 MMSCFD y 253.17 psig de presión mínima a la entrada.

A continuación se procede a realizar el cálculo para las condiciones críticas de máximo flujo de 11.70 MMSCFD, mínima presión de entrada de 253.17 psig (17.80 kg/cm<sup>2</sup>), y a una presión mínima a la salida de 238.95 psig (16.80 kg/cm<sup>2</sup>).

CONDICIONES DE OPERACIÓN.

$P_{in\ min} = 17.46\ Bar \quad 17.80\ Kg/cm^2 \quad 253.17\ Psig \quad 1746.2\ kpa \quad F.S.= 1$

$P_{out\ min} = 16.47\ Bar \quad 16.80\ Kg/cm^2 \quad 238.95\ Psig \quad 1648.1\ kpa \quad F.S.= 1$

$Q_{max} = 13,810.00\ SCMh = 11.70\ MMSCFD$

$P_{atm} = 14.69\ Psia \quad Elevación\ (m.s.n.m.): \quad 29$

DIAMETROS Y VELOCIDADES.

Utilizando la Ecuación de Continuidad de la Mecánica de Fluidos obtenemos las velocidades de entrada y salida en la Estación de Regulación y Medición.

$Q = v * A$

Donde:

- Q → Flujo
- v → velocidad
- A → Área

Ubicación del Medidor:

F.S. → Factor de supercompresibilidad

Línea de Filtración y Regulación

ENTRADA

$$Q_{actin} = Q_{smax} \left( \frac{P_b \cdot (2911^{\circ}K)}{(P_{inmin} + P_{atm})(2931^{\circ}K)} \right) \times \left( \frac{1}{F.S.} \right)$$

$Q_{act\ in} = 728.3\ ACMH$

$$D_{in} \geq \left( \sqrt{\frac{Q_{actin}}{0.785 \cdot v(m/s) \cdot 3,600}} \right) \left( \frac{1(in)}{0.0254} \right)$$

Para  $v \leq 20\ m/s$

Diámetro de entrada requerido:

$D_{in} \geq 4.5\ pulg.\ \varnothing$

Diámetro Seleccionado DN de entrada

$DN_{in} = 6" \varnothing\ Cedula\ CED\ 40$   
 $D_{int\ in} = 6.065$

$$v_{in} = \left[ \frac{(Q_{act})_{in}}{2,827.44 \cdot (DN_{in})^2} \right] \left( \frac{1}{0.0254} \right)^2$$

$v_{in} = 10.85\ m/s \quad 35.61\ ft/s$

SALIDA

$$Q_{actout} = Q_{smax} \left( \frac{P_b \cdot (2911^{\circ}K)}{(P_{outmin} + P_{atm})(2931^{\circ}K)} \right) \times \left( \frac{1}{F.S.} \right)$$

$Q_{act\ out} = 769.1\ ACMH$

$$D_{out} \geq \left( \sqrt{\frac{Q_{actout}}{0.785 \cdot v(m/s) \cdot 3,600}} \right) \left( \frac{1(in)}{0.0254} \right)$$

Para  $v \leq 20\ m/s$

Diámetro salida requerido:

$D_{out} \geq 4.6\ pulg.\ \varnothing$

Diámetro Seleccionado DN de salida

$DN_{out} = 6" \varnothing\ Cedula\ CED\ 40$   
 $D_{int} = 6.065$

$$v_{out} = \left[ \frac{(Q_{act})_{out}}{2,827.44 \cdot (DN_{out})^2} \right] \left( \frac{1}{0.0254} \right)^2$$

$v_{out} = 11.46\ m/s \quad 37.607\ ft/s$



Con lo anterior se demuestra que los diámetros de 6" de Ø en la tubería de entrada y de 6" de Ø en la tubería de salida de la etapa de filtración en la ERM, son correctos para las condiciones de operación antes mencionadas. Ya que tanto en la entrada como a la salida las velocidades de flujo de gas natural está por debajo de 20 m/s (65.62 ft/seg).

➤ TREN DE ABASTECIMIENTO AL ÁREA DE COGENERACIÓN

m) Cálculos de diámetros y velocidades para las condiciones de operación de 11.70 MMSCFD de flujo al área de cogeneración, 253.17 psig de presión mínima a la entrada y una presión mínima a la salida de 238.20.

A continuación se procede a realizar el cálculo para las condiciones críticas de máximo flujo y mínima presión de entrada, y a una presión de salida mínima a la salida de 238.20 psi.

CONDICIONES DE OPERACIÓN.

$P_{in\ min}$	=	17.46 Bar	17.80 Kg/cm <sup>2</sup>	253.17 Psig	1746.2 kpa	F.S.= 1
$P_{out\ min}$	=	16.42 Bar	16.75 Kg/cm <sup>2</sup>	238.20 Psig	1642.9 kpa	F.S.= 1
$Q_{max}$	=	13,810.00 SCMH	=	11.70 MMSCFD		
$P_{atm}$	=	14.69 Psia	Elevación (m.s.n.m.):	29		

DIAMETROS Y VELOCIDADES.

Utilizando la Ecuación de Continuidad de la Mecánica de Fluidos obtenemos las velocidades de entrada y salida en la Estación de Regulación y Medición.

$Q = v * A$

Donde:

- Q → Flujo
- v → velocidad
- A → Área

Ubicación del Medidor:

BAJA PRESIÓN ▼

F.S. → Factor de supercompresibilidad

Línea de Filtración y Regulación

ENTRADA

$$Q_{act\ in} = Q_{s\ max} \left( \frac{P_b \cdot (2911^\circ K)}{(P_{in\ min} + P_{atm}) \cdot (2931^\circ K)} \right) \times \left( \frac{1}{F.S.} \right)$$

$Q_{act\ in} = 728.3$  ACMH

$$D_{in} \geq \left( \sqrt{\frac{Q_{act\ in}}{0.785 \cdot v(m/s) \cdot 3,600}} \right) \left( \frac{1(in)}{0.0254} \right)$$

Para  $v \leq 20$  m/s

Diámetro de entrada requerido:

$D_{in} \geq 4.5$  pulg. Ø

Diámetro Seleccionado DN de entrada

$DN_{in} = 6"$  Ø Cedula CED 40  
 $D_{int\ in} = 6.065$

$$v_{in} = \left[ \frac{(Q_{act})_{in}}{2,827.44 \cdot (DN_{in})^2} \right] \left( \frac{1}{0.0254} \right)^2$$

$v_{in} = 10.85$  m/s    35.61 ft/s

SALIDA

$$Q_{act\ out} = Q_{s\ max} \left( \frac{P_b \cdot (2911^\circ K)}{(P_{out\ min} + P_{atm}) \cdot (2931^\circ K)} \right) \times \left( \frac{1}{F.S.} \right)$$

$Q_{act\ out} = 771.43$  ACMH

$$D_{out} \geq \left( \sqrt{\frac{Q_{act\ out}}{0.785 \cdot v(m/s) \cdot 3,600}} \right) \left( \frac{1(in)}{0.0254} \right)$$

Para  $v \leq 20$  m/s

Diámetro salida requerido:

$D_{out} \geq 4.6$  pulg. Ø

Diámetro Seleccionado DN de salida

$DN_{out} = 6"$  Ø Cedula CED 40  
 $D_{int} = 6.065$

$$v_{out} = \left[ \frac{(Q_{act})_{out}}{2,827.44 \cdot (DN_{out})^2} \right] \left( \frac{1}{0.0254} \right)^2$$

$v_{out} = 11.50$  m/s    37.719 ft/s



Con lo anterior se demuestra que los diámetros de 6" de Ø en la tubería de entrada y de 6" de Ø en el tren de alimentación al área de Cogeneración de la ERM, son correctos para las condiciones de operación antes mencionadas. Ya que tanto en la entrada como a la salida las velocidades de flujo de gas natural está por debajo de 20 m/s (65.62 ft/seg)

### n) Cálculo de la válvula de Corte Automático

Se instalará una válvula de corte automático previo a la etapa de medición del tren de abastecimiento al área de filtración.

A continuación se procederá a seleccionar las válvulas de corte automático, que se instalarán una para cada tren de regulación con el fin de proteger al sistema por un incremento y por un descenso de presión.

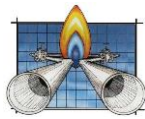
Conforme a las presiones de operación, se seleccionó una válvula de corte automático marca Pietro Fiorentini, modelo SBC 782.

MAIN FEATURES	SBC 782
> Design pressure PS: 18,9 bar (274,5 psi) for class 150	51,7 bar (749,6 psi) for class 300 (up to size 4" only)
	102 bar (1479 psi) for class 600 (up to size 4" only)
> Design temperature: -20 °C to +60 °C (-4 °F to + 140 °F)	
> Ambient temperature: -20 °C to +60 °C (-4 °F to + 140 °F)	
> Range of intervention for overpressure Who: 0,02 to 90 bar ( 8" w.c. to 1305 psi)	
> Range of intervention for underpressure Whu: 0,01 to 88 bar( 4" w.c. to 1276 psi ) (depending on installed pressure controller)	
> Accuracy class AG: up to 1 (depending on setting presure)	
> Available size: class 150 DN 1" - 2" - 2"1/2 - 3" - 4"- 6" - 8" -10"	
	class 300 & 600 DN 1" - 2" - 3" - 4"- 6" - 8" -10"
> Flanging: class ANSI 150 - ANSI 300 - ANSI 600 RF or RTJ according to ANSI16.5 and PN16 according to ISO 7005	

Cuyo Diámetro nominal es de 6" de Ø con bridas tipo RF en ANSI 300, las cuales soportan una presión de entrada máxima de 51.7 bar (749.6 psi).

Slam-shuth pressure switches	SBC 782	
Pressure Switch	Set point range for Overpressure (OPSO)	Set point range for Uderpressure (UPSO)
101M	0.29 to 14.5	0.14 to 3.77
102M	2.9 to 79.77	0.58 to 40.61
103M	29 to 319.08	2.9 to 116.03
104M	108.77 to 652.66	23.2 to 261.06
105M	435.11 to 1,305.33	43.51 to 638.16
102MH	2.9 to 79.77	40.61 to 79.77
103MH	29 to 319.08	116.03 to 275.57
104MH	108.77 to 652.66	261.06 to 594.65
105MH	435.11 to 1,305.33	638.16 to 1,305.33

values in PSIG



Con switch de presión modelo 104M, con rango de 108.77 - 652.66 Psig (7.65 - 45.89 Kg/cm<sup>2</sup>) para corte por alta presión y con rango de 23.2 – 261.06 Psig (1.63 – 18.35 Kg/cm<sup>2</sup>) para corte por baja presión.

Ahora ingresamos los datos de operación en software de fabricante, donde nos verificará, que es correcto el dimensionamiento, de acuerdo a las condiciones de operación que estará sometida la válvula de corte.

**Pietro Fiorentini** SB\_82 Rev. 1.1  
**VERIFICA DN BLOCCO SB/82**  
**SIZING ND SLAM-SHUT SB/82**

**DATI IN INGRESSO**  
 Input data

1	DN della valvola ND slam-shut	mm	150
2	P1min Pressione di ingresso minima Minimum inlet pressure	Bar (abs)	17.46
3	t Temperatura del gas Gas temperature	°C	18
4	R Densità del gas relativa all'aria std. Specific gravity at standard condition		0.589
5	Q1 max Portata massima richiesta Maximum flow rate required	Stmc/h	13,810.00

DN/ND	
25	
40	
50	
65	
80	
100	
150	
200	
250	

Tipo di gas		R	
Type of gas	Densità relativa	Type of gas	Specific gravity
Gas naturale	0.61	Natural Gas	0.61
Aria	1.00	Air	1.00
Propano	1.53	Propane	1.53
Butano	2.00	Butane	2.00
Azoto	0.97	Nitrogen	0.97
Ossigeno	1.14	Oxygen	1.14
Anidride carbonica	1.52	Carbon dioxide	1.52

**DATI IN USCITA**  
 Output data

6	A1 Area otturatore Closing member area	cm2	251.20
7	A2 Area di passaggio Orifice area	cm2	176.63
8	U Velocità alla flangia di ingresso a Q1 max Gas speed on the inlet flange at Q1 max	m/sec	11.77
9	Q2 max Portata massima ammessa Maximum allowable flow rate	Stmc/h	58281.69
10	Dp Perdita di carico a Q1 max Pressure loss at Q1 max	Bar	0.05

**DIMENSIONAMENTO CORRETTO**  
 RIGHT SELECTION



Válvula de Corte automático:

Marca: Pietro Fiorentini

Modelo: SBC 782

Diámetro: 6" de Ø Entrada y Salida. ANSI

Conexiones: Acoplamiento entre bridas (WAFFER) Tipo RF de 6" ANSI 300

Switch de presión: 104M con rango de 108.77 - 652.66 Psig (7.65 - 45.89 Kg/cm<sup>2</sup>) para corte por alta presión y con rango de 23.2 – 261.06 Psig (1.63 – 18.35 Kg/cm<sup>2</sup>) para corte por baja presión.

Calibración: Para corte por alta a 312.91 psig (21.55 Bar) y para corte por baja a 213.35 psig (14.69 Bar)

**o) Cálculo del medidor de flujo.**

Para la adecuada selección del medidor, se manifiesta que dicho elemento se instalará posterior a la válvula de corte automático ya descrita. Por lo que a continuación se procederá a demostrar los cálculos en los diferentes escenarios a los que el medidor seleccionado estará expuesto, los cuales serán al máximo y mínimo flujo, así como a la presión mínima y máxima de entrada.

Las condiciones de operación a las cuales estará expuesto el medidor Turbina serán:

CONDICIONES DE OPERACIÓN	
FLUJO MÁXIMO	13,810.00 SCMH
FLUJO MÍNIMO	3,801.43 SCMH
PRESIÓN MÍNIMA DE MEDICIÓN	237.87 psig
PRESIÓN MÁXIMA DE MEDICIÓN	252.85 psig

Se tiene que calcular el flujo en metros cúbicos por hora reales (ACMH) según las condiciones de trabajo a las cuales operara la estación de regulación y medición.

Por lo que se procederá a hacer uso de la ecuación (B.3) del Apéndice B del reporte AGA N° 7:

$$Q_b = Q_f \left( \frac{P_f}{P_b} \right) \left( \frac{T_b}{T_f} \right) \left( \frac{Z_b}{Z_f} \right) = Q_f \cdot FP \cdot FT \cdot (F_{pv})^2$$

$$Q_{act} = Q_f = Q_b \left( \frac{P_b}{(P_{man} + P_{atm})} \right) \left( \frac{T_f}{T_b} \right) \left( \frac{1}{F_{pv}} \right)^2$$

Calidad del Gas: Con la calidad del gas con la que se cuenta se calculan las propiedades del gas natural y los resultados se muestran a continuación:

Para el cálculo del Factor de Compresibilidad se calcularon las propiedades con el siguiente análisis cromatográfico.

Date/Time	Meter ID	Methane	Nitrogen	CO2	Ethane	Propane	i-Butane
PROMEDIOS	28139	94.320	0.214	0.983	4.193	0.221	0.025
Date/Time	n-Butane	i-Pentane	n-Pentane	n-Hexane	n-Heptane	n-Octane	n-Nonane
PROMEDIOS	0.022	0.007	0.004	0.001	0.004	0.004	0.003



Empleando la calidad del gas natural mostrada líneas arriba, calculamos sus propiedades:

Enter Gas Composition (%)...					
Methane (CH4):	94.3200	Hexane (C6H14):		Carbon Monoxide (CO):	
Ethylene (C2H4):		Heptane (C7H16):	0.0040	Carbon Dioxide (CO2):	0.9830
Ethane (C2H6):	4.1930	Octane (C8H18):	0.0040	Hydro Sulfide (H2S):	
Propane (C3H8):	0.2210	Nonane (C9H20):	0.0030	Helium (He):	
I-Butane (iC4H10):	0.0250	Decane (C10H22):		Hydrogen (H2):	
N-Butane (nC4H10):	0.0220	Air (N2+O2):		Nitrogen (N2):	0.2140
I-Pentane (iC5H12):	0.0070	Water (H2O):		Oxygen (O2):	
N-Pentane (nC5H12):	0.0040	Argon (Ar):		Other:	
				Total %:	100.0000

Heating Value Method: American Gas Association Report No 8 1992 Force Composition To Total 100%

Property Values...							
Heating:	986.136	Btu/cf	Override	Specific Gravity:	0.588	Override	Real
Viscosity:	0.000007	Lbm/ft-sec	Override	Specific Heat Ratio:	1.303	Override	

De lo anterior:

Gravedad Específica: 0.588

De la misma forma se establecen las condiciones base con las propiedades calculadas:

Base Conditions...	
Pressure:	14.2233 Psi (Abs)
Temperature:	20.0 C

Gas Properties...	
Use Gas Properties File:	GASAIMi-NOV15.prp
Specific Gravity:	0.588
Viscosity:	0.000007 Lbm/ft-sec
Specific Heat Ratio:	1.303
Heating Value:	986 Btu/cf

Considerando de la misma forma las condiciones base de  $P= 14.2233 \text{ psig}$  y  $T=20^{\circ}\text{C}$  y las propiedades calculadas se estimará el factor de supercompresibilidad  $F_{pv}$



V) Presión mínima de medición de 16.72 Kg/cm<sup>2</sup> (237.87 psig).

Parameter	Value	Unit
Calculation Method	American Gas Association Report No 8 1992 - Detailed	
Average Pressure	237.87	Psi
Elevation	29	m
Average Temp	18.0	C
Compressibility Factor At Base Conditions	0.997942	( Zbase )
Compressibility Factor At Specified Conditions	0.963571	( Zf )
Supercompressibility Factor	1.017679	( Zbase/Zf ) <sup>0.5</sup>
Density At Base Conditions	0.04315806	Lbm/cf
Density At Specified Conditions	0.794	Lbm/cf

Factor de Supercompresibilidad ( $F_{pv}$ )=1.017679 @  $T = 18^{\circ}\text{C} = 291.15^{\circ}\text{K}$

VI) Presión máxima de medición de 17.78 Kg/cm<sup>2</sup> (252.85 psig).

Parameter	Value	Unit
Calculation Method	American Gas Association Report No 8 1992 - Detailed	
Average Pressure	252.85	Psi
Elevation	29	m
Average Temp	18.0	C
Compressibility Factor At Base Conditions	0.997942	( Zbase )
Compressibility Factor At Specified Conditions	0.961423	( Zf )
Supercompressibility Factor	1.018815	( Zbase/Zf ) <sup>0.5</sup>
Density At Base Conditions	0.04315806	Lbm/cf
Density At Specified Conditions	0.843	Lbm/cf

Factor de Supercompresibilidad ( $F_{pv}$ )=1.018815 @  $T = 18^{\circ}\text{C} = 291.15^{\circ}\text{K}$



### E. PRIMER ESCENARIO CRÍTICO:

Condición crítica de máximo flujo a la mínima presión de medición, considerando una Temperatura promedio de 18°C y una presión atmosférica de la zona de 14.69 Psia @ 29 msnm.

$$Q_{max} = 13,810.00 \text{ SCM}$$

$$P_{min} = 237.87 \text{ psig}$$

Obteniendo el dato de  $F_{pv} = 1.017679$

$$Q_{act} = Q_f = Q_b \left( \frac{P_b}{(P_{man} + P_{atm})} \right) \left( \frac{T_f}{T_b} \right) \left( \frac{1}{(F_{pv})^2} \right)$$

Y sustituyendo en la fórmula:

$$Q_{act} = (13,810.00) \left( \frac{14.2233}{237.87 + 14.69} \right) \left( \frac{291.15}{293.15} \right) \left( \frac{1}{(1.017679)^2} \right)$$

$$Q_{act} = 745.82 \text{ ACMH}$$

### F. SEGUNDO ESCENARIO CRITICO:

Condición crítica de máximo flujo a la máxima presión de medición, considerando una Temperatura promedio de 18 °C y una presión atmosférica de la zona de 14.69 Psia @ 29 msnm.

$$Q_{max} = 13,810.00 \text{ SCM}$$

$$P_{max} = 252.85 \text{ psig}$$

Obteniendo el dato de  $F_{pv} = 1.018815$

$$Q_{act} = Q_f = Q_b \left( \frac{P_b}{(P_{man} + P_{atm})} \right) \left( \frac{T_f}{T_b} \right) \left( \frac{1}{(F_{pv})^2} \right)$$

Y sustituyendo en la fórmula:

$$Q_{act} = (13,810.00) \left( \frac{14.2233}{252.85 + 14.69} \right) \left( \frac{291.15}{293.15} \right) \left( \frac{1}{(1.018815)^2} \right)$$

$$Q_{act} = 702.49 \text{ ACMH}$$

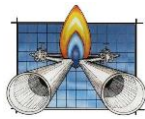
### G. TERCER ESCENARIO CRITICO:

Condición crítica mínimo flujo a la mínima presión de medición, considerando una Temperatura promedio de 18 °C y una presión atmosférica de la zona de 14.69 Psia @ 29 msnm.

$$Q_{min} = 3,801.43 \text{ SCM}$$

$$P_{min} = 237.87 \text{ psig}$$

Obteniendo el dato de  $F_{pv} = 1.017679$



$$Q_{act} = Q_f = Q_b \left( \frac{P_b}{(P_{man} + P_{atm})} \right) \left( \frac{T_f}{T_b} \right) \left( \frac{1}{(F_{pv})^2} \right)$$

Y sustituyendo en la fórmula:

$$Q_{act} = (3,801.43) \left( \frac{14.2233}{237.87 + 14.69} \right) \left( \frac{291.15}{293.15} \right) \left( \frac{1}{(1.017679)^2} \right)$$

$$Q_{act} = 205.30 \text{ ACMH}$$

#### H. CUARTO ESCENARIO CRITICO:

Condición crítica de mínimo flujo a la máxima presión de medición, considerando una Temperatura promedio de 18 °C y una presión atmosférica de la zona de 14.69 Psia @ 29 msnm.

$$Q_{min} = 3,801.43 \text{ SCM}$$

$$P_{max} = 252.85 \text{ psig}$$

Obteniendo el dato de  $F_{pv} = 1.018815$

$$Q_{act} = Q_f = Q_b \left( \frac{P_b}{(P_{man} + P_{atm})} \right) \left( \frac{T_f}{T_b} \right) \left( \frac{1}{(F_{pv})^2} \right)$$

Y sustituyendo en la fórmula:

$$Q_{act} = (3,801.43) \left( \frac{14.2233}{252.85 + 14.69} \right) \left( \frac{291.15}{293.15} \right) \left( \frac{1}{(1.018815)^2} \right)$$

$$Q_{act} = 193.37 \text{ ACMH}$$

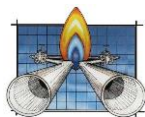
Tomando en cuenta el flujo en condiciones reales ACMH de los diferentes escenarios en condiciones críticas, obtenemos los rangos mínimo y máximo de medición:

$$\text{A) } Q_{max} @ (P_{min \text{ ent}} \text{ y } T=18 \text{ }^\circ\text{C}) = 745.82 \text{ ACMH}$$

$$\text{D) } Q_{min} @ (P_{max \text{ ent}} \text{ y } T=18 \text{ }^\circ\text{C}) = 193.37 \text{ ACMH}$$

Tenemos que el máximo flujo en la línea de entrada en condiciones reales es:  $Q_{act \text{ in}} = 745.82 \text{ ACMH @ } 237.87 \text{ psig y } T= 18 \text{ }^\circ\text{C}$ , y el flujo mínimo:  $Q_{act \text{ in}} = 193.37 \text{ ACMH @ } 252.85 \text{ psig y } T= 18.0^\circ\text{C}$ .

Con este valor, podemos determinar el tipo y tamaño del medidor que debemos utilizar para las condiciones que nos arrojan los cálculos mencionados en los puntos anteriores, respectivamente:



**CHARACTERISTICS**

**A) Technical data sheet**

**Rangeability and pulse values**

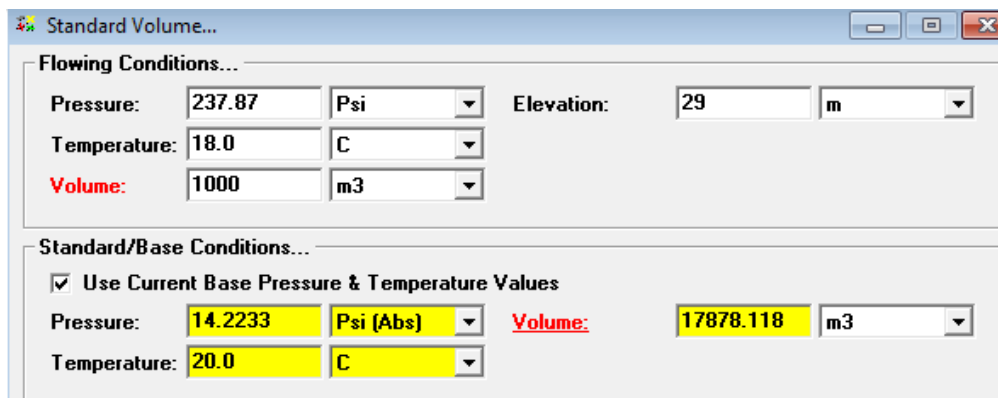
				With correction gears 32/40 (correction 0%)								
G size	DN (mm)	Max Flow (m³/h)	Range-ability	1 Imp LF & Cyble (m³/Imp)	Freq LF Qmax (Hz)	1 Imp MF Qmax (dm³/Imp)	Freq MF Qmax (Hz)	1 Imp HF2 Qmax (dm³/Imp)	Freq HF2 Qmax (Hz)	1 Imp HF3 Qmax (dm³/Imp)	Freq HF3 Qmax (Hz)	RPM Qmax (Rot/min)
G400	150	650	20	1	0.18	23.07692	7.82	0.15385	1174	0.15385	1174	3521
G650		1000	20 or 30		0.28	23.07692	12.04	0.15385	1806	0.15385	1806	5417
G1000		1600	20 or 30		0.44	39.11111	11.36	0.26074	1705	0.26074	1705	5114
G650	200	1000	20	10	0.03	230.7692	1.2	0.37661	738	0.37661	738	2213
G1000		1600	20 or 30		0.04	230.7692	1.93	0.37661	1180	0.37661	1180	3540
G1600		2500	20 or 30		0.07	391.1111	1.78	0.63829	1088	0.63829	1088	3264

Se usará un medidor Tipo **TURBINA** Modelo **G650 DN150 (6"Ø) ANSI 300**, el cual podrá medir un flujo en condiciones reales de presión y temperatura de 50.0 m³/hr hasta 1,000.0 m³/hr. Por lo que a continuación se procederá a demostrar los flujos máximos y mínimos que podrá manejar el medidor seleccionado en los casos siguientes:

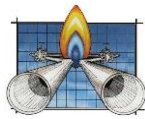
- V) Máximo flujo @ mínima presión de medición y Temperatura de 18°C.
- VI) Máximo flujo @ máxima presión de medición y Temperatura de 18°C
- VII) Mínimo flujo @ mínima presión de medición y Temperatura de 18°C.
- VIII) Mínimo flujo @ máxima presión de medición y Temperatura de 18°C.

**Caso I)**

De tal manera que para las condiciones de máximo flujo a la mínima presión de medición y T= 18°C. **1,000.0 ACMH @ 16.72 kg/cm² = 237.87 Psi**, el medidor tendrá un **Q<sub>max</sub>** de:



$Q_{Medidor} = 17,878.118 \text{ SCM} = 15.15 \text{ MMSCFD} \gg Q_{Máximo \text{ Requerido}} = 13,810.00 \text{ SCM} = 11.70 \text{ MMSCFD}$



### Caso II)

Ahora para las condiciones de máximo flujo a la máxima presión de medición y  $T = 18^{\circ}\text{C}$ .  
 $1,000.0 \text{ ACMH @ } 17.78 \text{ kg/cm}^2 = 252.85 \text{ Psi}$ , el medidor tendrá un  $Q_{max}$  de:

Flowing Conditions...					
Pressure:	252.85	Psi	Elevation:	29	m
Temperature:	18.0	C			
Volume:	1000	m3			

Standard/Base Conditions...					
<input checked="" type="checkbox"/> Use Current Base Pressure & Temperature Values					
Pressure:	14.2233	Psi (Abs)	Volume:	18938.555	m3
Temperature:	20.0	C			

$$Q_{Medidor} = 18,938.555 \text{ SCMH} = 16.05 \text{ MMSCFD} \gg Q_{M\acute{a}ximo \text{ Requerido}} = 13,810.00 \text{ SCMH} = 11.70 \text{ MMSCFD}$$

### Caso III)

Ahora para las condiciones de mínimo flujo a la mínima presión de medición y  $T = 18^{\circ}\text{C}$ .  
 $50.0 \text{ ACMH @ } 16.72 \text{ kg/cm}^2 = 237.87 \text{ Psi}$ , el medidor tendrá un  $Q_{min}$  de:

Flowing Conditions...					
Pressure:	237.87	Psi	Elevation:	29	m
Temperature:	18.0	C			
Volume:	50	m3			

Standard/Base Conditions...					
<input checked="" type="checkbox"/> Use Current Base Pressure & Temperature Values					
Pressure:	14.2233	Psi (Abs)	Volume:	893.906	m3
Temperature:	20.0	C			

$$Q_{Medidor} = 893.906 \text{ SCMH} = 0.76 \text{ MMSCFD} \ll Q_{M\acute{i}nimo \text{ Requerido}} = 3,801.43 \text{ SCMH} = 3.22 \text{ MMSCFD}$$



### Caso IV)

Ahora para las condiciones de mínimo flujo a la máxima presión de entrada y  $T = 18^\circ\text{C}$ .

**$50.0 \text{ ACMH @ } 18.00 \text{ kg/cm}^2 = 252.85 \text{ Psi}$** , el medidor tendrá un  $Q_{\text{mín}}$  de:

The screenshot shows a software window titled "Standard Volume...". It is divided into two main sections: "Flowing Conditions..." and "Standard/Base Conditions...".

**Flowing Conditions...**

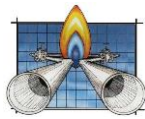
- Pressure: 252.85 Psi
- Elevation: 29 m
- Temperature: 18.0 C
- Volume: 50 m3

**Standard/Base Conditions...**

- Use Current Base Pressure & Temperature Values
- Pressure: 14.2233 Psi (Abs)
- Volume: 946.928 m3
- Temperature: 20.0 C

$$Q_{\text{Medidor}} = 946.928 \text{ SCMH} = 0.80 \text{ MMSCFD} \ll Q_{\text{Mínimo Requerido}} = 3,801.43 \text{ SCMH} = 3.22 \text{ MMSCFD}$$

Se concluye que el medidor seleccionado cubre el rango de medición requerido por el proyecto objeto del presente estudio.



➤ TREN DE ABASTECIMIENTO AL ÁREA DE CALDERAS

p) Cálculos de diámetros y velocidades para las condiciones de operación de flujo máximo de 4.37 MMSCFD, 253.17 psig (17.80 kg/cm<sup>2</sup>) de presión mínima a la entrada y una presión mínima a la salida de 49.78 psig (3.5 kg/cm<sup>2</sup>).

A continuación se procede a realizar el cálculo para las condiciones críticas de máximo flujo y mínima presión de entrada, y a una presión de regulación mínima a la salida de 49.78 psi.

CONDICIONES DE OPERACIÓN.

$P_{in\ min}$	=	17.46 Bar	17.80 Kg/cm <sup>2</sup>	253.17 Psig	1746.2 kpa	F.S.= 1
$P_{out\ min}$	=	3.43 Bar	3.50 Kg/cm <sup>2</sup>	49.78 Psig	343.35 kpa	F.S.= 1
$Q_{max}$	=	5,152.04	SCMH	=	4.37	MMSCFD
$P_{atm}$	=	14.69 Psia	Elevación (m.s.n.m.):		29	

DIAMETROS Y VELOCIDADES.

Utilizando la Ecuación de Continuidad de la Mecánica de Fluidos obtenemos las velocidades de entrada y salida en la Estación de Regulación y Medición.

$Q = v * A$

Donde:

- Q → Flujo
- v → velocidad
- A → Área

Ubicación del Medidor:

BAJA PRESIÓN ▼

F.S. → Factor de supercompresibilidad

Línea de Filtración y Regulación

ENTRADA

$$Q_{act\ in} = Q_{s\ max} \left( \frac{P_b \cdot (29115\ K)}{(P_{in\ min} + P_{atm}) \cdot (29315\ K)} \right) \times \left( \frac{1}{F.S.} \right)$$

$Q_{act\ in} = 271.7$  ACMH

$$D_{in} \geq \left( \sqrt{\frac{Q_{act\ in}}{0.785 \cdot v(m/s) \cdot 3,600}} \right) \left( \frac{1(in)}{0.0254} \right)$$

Para  $v \leq 20$  m/s

Diámetro de entrada requerido:

$D_{in} \geq 2.7$  pulg. Ø

Diámetro Seleccionado DN de entrada

$DN_{in} = 6"$  Ø Cedula CED 40  
 $D_{int\ in} = 6.065$

$$v_{in} = \left[ \frac{(Q_{act})_{in}}{2,827.44 \cdot (DN_{in})^2} \right] \left( \frac{1}{0.0254} \right)^2$$

$v_{in} = 4.05$  m/s    13.28 ft/s

SALIDA

$$Q_{act\ out} = Q_{s\ max} \left( \frac{P_b \cdot (29115\ K)}{(P_{out\ min} + P_{atm}) \cdot (29315\ K)} \right) \times \left( \frac{1}{F.S.} \right)$$

$Q_{act\ out} = 1128.9$  ACMH

$$D_{out} \geq \left( \sqrt{\frac{Q_{act\ out}}{0.785 \cdot v(m/s) \cdot 3,600}} \right) \left( \frac{1(in)}{0.0254} \right)$$

Para  $v \leq 20$  m/s

Diámetro salida requerido:

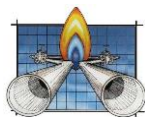
$D_{out} \geq 5.6$  pulg. Ø

Diámetro Seleccionado DN de salida

$DN_{out} = 8"$  Ø Cedula CED 40  
 $D_{int} = 7.976$

$$v_{out} = \left[ \frac{(Q_{act})_{out}}{2,827.44 \cdot (DN_{out})^2} \right] \left( \frac{1}{0.0254} \right)^2$$

$v_{out} = 9.73$  m/s    31.916 ft/s



Con lo anterior se demuestra que los diámetros de 6" de Ø en la tubería de entrada y de 8" de Ø en el tren de alimentación al área de Calderas de la ERM, son correctos para las condiciones de operación antes mencionadas. Ya que tanto en la entrada como a la salida las velocidades de flujo de gas natural está por debajo de 20 m/s (65.62 ft/seg)

**q) Tren de Regulación. Dimensionamiento de los reguladores radiales a condiciones críticas.**

Ya comprobada la selección de diámetros a las condiciones antes mencionadas, se procederá a demostrar la capacidad de los reguladores a las mismas condiciones críticas de operación de **253.17 psig de presión mínima de entrada y 49.78 Psig de presión mínima regulada a la salida y con un flujo máximo de 4.37 MMSCFD.**

Para el dimensionamiento de los reguladores radiales (MOONEY), se procederá a emplear la ecuación siguiente

**Universal Gas Sizing Equation.**

$$Q = \sqrt{\frac{520}{GT}} C_g P_1 \sin \left( \frac{3417}{C_1} \sqrt{\frac{\Delta P}{P_1}} \right)$$

Donde:

Q → Velocidad de Flujo, SCFH

$C_g$  → Coeficiente de Viscosidad del Gas

$P_1$  → Presión de Entrada (Psia)

$\Delta P$  → Pérdida de Presión por la Válvula ( $\Delta P = P_1 - P_2$ ) Psig.

$P_2$  → Presión de Salida (Psia)

$C_1$  → Coeficiente de Recuperación de la Válvula  $C_1 = \frac{C_g}{C_v}$

$C_v$  → Coeficiente de viscosidad Líquido

G → Gravedad Específica (0.6 para gas natural)

T → Temperatura del Gas ( ° Ranking ) ( T = 460 + °F )

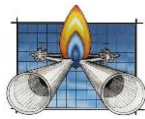
**Ecuación Simplificada**

El coeficiente de recuperación de la válvula ( $C_1$ ) es aproximadamente igual a 35 para válvula de globo y válvulas de rejillas.

El termino  $\sqrt{\frac{520}{GT}} = 1.29$  para Gas Natural con Gravedad Específica de 0.6 y 60 °F.

El flujo crítico ó Flujo de choque se refiere a la condición de cuando el gas está moviéndose a la velocidad del sonido (1090 pie/seg. ó 332 m/seg.) en la parte de aceleración de la válvula.

Esto ocurre cuando  $\frac{\Delta P}{P_1}$  es igual o mayor a 0.64.



A flujo crítico el término  $\sin\left(\frac{3417}{C_1} \sqrt{\frac{\Delta P}{P_1}}\right)$  es igual a 1 ó a la unidad por lo tanto desaparece de la ecuación.

Así pues,

A una velocidad sónica (flujo crítico) la Universal Gas Sizing Equation para Gas Natural a 60 °F se simplifica a:

$$Q = 1.29 C_g P_1$$

#### Flujo Sub-crítico

$$\text{Mínima Presión de Entrada. } P_1 = 253.17 + 14.69 = 267.86 \text{ Psia}$$

$$\text{Mínima Presión de Salida. } P_2 = 49.78 + 14.69 = 64.47 \text{ Psia}$$

Calculamos tenemos que  $\frac{\Delta P}{P_1} = 0.759$

Como  $\frac{\Delta P}{P_1} > 0.64$  por lo tanto definimos que si tenemos un flujo crítico.

**Por lo tanto usaremos la fórmula simplificada:**

$$Q = 1.29 C_g P_1$$

$$Q = 5152.04 \text{ SCMH} = 181,943 \text{ SCFH}$$

$$181,942.6 \text{ SCFH} = 1.29 C_g (267.86)$$

$$C_g = \frac{181,942.6}{(1.29)(267.9)} = \frac{181,942.6}{345.5}$$

$$C_g = 526.54$$

Si consideramos este valor como al 70% por ser estación Monitor-trabajador y luego al 80% como capacidad nominal de la E. R. M. entonces el  $C_g$  último es igual a:

$$C_g = 940.25$$



**Selección de los Reguladores y de la Válvula de Seguridad empleando el software del fabricante:**  
Con los datos citados líneas arriba y alimentándolos al programa del fabricante se obtiene que:

Nombre de persona física,  
Art. 113 fracción I de la  
LFTAIP y 116 párrafo  
primero de la LGTAIP.

Customer/Project: ERM IBERDROLA - DYNASOL Reference No: [ ]  
Location: ALTAMIRA, TAMAULIPAS Date: 11/12/2015  
Prepared By: [ ]  
Memo Field: [ ]  
Inlet Pressure.....P1: 253.17 psig Calculated Cg = 754.47  
Outlet Pressure....P2: 49.78 psig Capacity Factor = 80%  
Flow Rate.....Q: 5152.04 Sm3/h Recommended Cg/Valve = 943.09  
Fluid: Natural Gas Sg = 0.600 Critical Flow... (dP/P1) 0.76  
Valve Recovery..C1: 35 Temperature..T: 64 F 524 Deg Rankine  
Monitor Station.. Y Capacity Factor.. 80 %

VALVE	DESCRIPTION	STOCK NO	% CAP	Cg	C1	Cv	Max P1
NONE	NONE						
NONE	NONE						

Select Valves Relief Valves Save Print Return  
Get View Locate Clear Delete Units

De acuerdo a las presiones de entrada, salida y al flujo de volumen inicial de entrada a la ERM que se han ingresado al Software del fabricante de los reguladores Money nos da un Cg recomendado para la selección del regulador de **Cg = 943.09** con el dato anterior seleccionamos el regulador adecuado para esta estación.

\*\*\* NOTE: 100% Capacity Recommended For Most Applications! \*\*\*

Calculated Cg.....= 754.5 Capacity Factor.....= 80% Valve Selected  
Recommended Cg/Valve= 943.1 Inlet Pressure (P1) = 253 FG-30

DESCRIPTION	STOCK NO	% CAP	Cg	C1	CV	Max P1
2" LSP STEEL 150 CL	EG-29	100	1420	35.0	40.0	285
2" LSP STEEL 300 CL	EG-30	100	1420	35.0	40.0	740
2" LSP STEEL 600 CL	EG-31	100	1420	35.0	40.0	1480
2" LSP STEEL NPT	EG-27	100	1420	35.0	40.0	1480
2" LSP STEEL SWE	EG-28	100	1420	35.0	40.0	1480
2" LSP 600 CL BUTTWELD	EG-77	100	1420	35.0	40.0	1480
2" DP STEEL 150 CL	EG-8-75	75	1438	30.0	48.0	285
2" DP STEEL 300 CL	EG-9-75	75	1438	30.0	48.0	740
2" DP STEEL 600 CL	EG-10-75	75	1438	30.0	48.0	1480
2" LDP STEEL 150 CL	EG-32-75	75	1715	30.0	57.0	285
2" LDP STEEL 300 CL	EG-33-75	75	1715	30.0	57.0	740
2" LDP STEEL 600 CL	EG-34-75	75	1715	30.0	57.0	1480
2" DP STEEL 150 CL	EG-8	100	1960	35.0	56.0	285
2" DP STEEL 300 CL	EG-9	100	1960	35.0	56.0	740
2" DP STEEL 600 CL	EG-10	100	1960	35.0	56.0	1480

Return Abort Valve Size Filter: ALL Valves in List = 173



Nombre de persona física, Art. 113 fracción I de la LFTAIP y 116 párrafo primero de la LGTAIP.

**Gas Sizing Worksheet**

Customer/Project: ERM IBERDROLA - DYNASOL Reference No: \_\_\_\_\_  
 Location: ALTAMIRA, TAMAULIPAS Date: 11/12/2015  
 Prepared By: \_\_\_\_\_  
 Memo Field: \_\_\_\_\_  
 Inlet Pressure.....P1: 253.17 psig Calculated Cg = 754.47  
 Outlet Pressure....P2: 49.78 psig Capacity Factor = 80%  
 Flow Rate.....Q: 5152.04 Sm3/h Recommended Cg/Valve = 943.09  
 Fluid: Natural Gas Sg = 0.600 Critical Flow... (dP/P1) 0.76  
 Valve Recovery..C1: 35 Temperature..T: 64° F 524 Deg Rankine  
 Monitor Station.. Y Capacity Factor.. 80%

	DESCRIPTION	STOCK NO	% CRP	Cg	C1	Cv	Max P1
VALVE	2" LSP STEEL 300 CL	FG-30	100	1420	35.0	40.0	740
RELIEF VALVE	NONE						

Con lo anterior seleccionamos un regulador **2" LSP STEEL 300 CL FG-30 Cap. 100%**. De esta manera comprobamos que el Cg de los reguladores que seleccionamos cumple con el servicio, ya que estos tienen **Cg= 1,420** sobrepasando el Cg recomendado por el fabricante.

La capacidad de flujo que tienen los reguladores seleccionados Mooney en Arreglo Monitor – Trabajador para las condiciones de operación ya indicadas, lo obtenemos del cálculo realizado por medio del Software del fabricante de los mismos:

**Flow Calculation Worksheet**

Inlet Pressure.....P1: 253.17 psig  
 Outlet Pressure.....P2: 49.78 psig  
 Valve Coefficient...Cg: 1420.00  
 Fluid: Natural Gas Sg = 0.600  
 Valve Recovery....C1: 35  
 Temperature.....T: 64° F 524 Deg Rankine  
 Monitor Station: Y [Return] [Print]

**Flow Rate Q = 9696.70 Sm3/h**

Valve	C1	Cg	Stk No.
2" TYPE A FLGLESS 150/300	35.0	1400	FG-88
2" TYPE A FLGLESS 600 CL	35.0	1400	FG-89
2" LSP STEEL 150 CL	35.0	1420	FG-29
2" LSP STEEL 300 CL	35.0	1420	FG-30
2" LSP STEEL 600 CL	35.0	1420	FG-31
2" LSP STEEL NPT	35.0	1420	FG-27

$$Q_{Regulador} = 9,696.70 \text{ SCMH} = 8.22 \text{ MMSCFD} >> Q_{Requerido} = 5,152.04 \text{ SCMH} = 4.37 \text{ MMSCFD}$$

Sobrepasando en gran medida lo requerido, ya que estará trabajando al 68.71%.

El Nivel de decibeles que se generará al pasar el flujo de gas por los reguladores a 1 metro de distancia es de:

$$@1 \text{ metro} = 79 \text{ dBA}$$



Valve	Stk No.	Cap	Cg
2" LSP FLGLESS STEEL	FG-35	100	1300
2" TYPE A FLGLESS 150/300	FG-88	100	1400
2" TYPE A FLGLESS 600 CL	FG-89	100	1400
2" LSP STEEL 150 CL	FG-29	100	1420
2" LSP STEEL 300 CL	FG-30	100	1420
2" LSP STEEL 600 CL	FG-31	100	1420
2" LSP STEEL NPT	FG-27	100	1420
2" LSP STEEL SWE	FG-28	100	1420
2" LSP 600 CL BUTTWELD	FG-77	100	1420
2" DP STEEL 150 CL	FG-8-75	75	1438

Ahora se selecciona la válvula de seguridad apropiada para el servicio introduciendo los datos de set point de apertura de la misma siendo este último la presión de operación normal más un 20% de sobrepresión y tomando en cuenta que a la válvula le llegará una presión máxima de 253.17 psig.

Primary Valve Cg	Selected Relief Valve
1420	

El software del fabricante nos recomienda seleccionar una válvula con Cg mínimo de 4,813.72.



Con lo anterior seleccionamos la válvula de corte adecuada:

\*\*\* NOTE: 100% Capacity Recommended For Most Applications! \*\*\*

Calculated Cg..... = 4813.7 | Safety Factor..... = 5% | Valve Selected  
Relief Set Pressure = 68 | **FG-39**

DESCRIPTION	STOCK NO	% CAP	Cg	C1	CV	Max P1
4" SP STEEL 150 CL	FG-39	100	6500	38.0	172.0	285
4" SP STEEL 300 CL	FG-40	100	6500	38.0	172.0	740
4" SP STEEL 600 CL	FG-41	100	6500	38.0	172.0	1480
4" SP 150/300 CL BUTTWELD	FG-63	100	6500	38.0	172.0	740
4" SP 600 CL BUTTWELD	FG-64	100	6500	38.0	172.0	1480
4" DP STEEL 150 CL	FG-21	100	6700	36.0	185.0	285
4" DP STEEL 300 CL	FG-22	100	6700	36.0	185.0	740
4" DP STEEL 600 CL	FG-23	100	6700	36.0	185.0	1480
6 x 4 SP FLGLESS 150	FG-42	100	6400	37.0	172.0	285
6 x 4 SP FLGLESS 300	FG-43	100	6400	37.0	172.0	740
6" SP STEEL 150 CL	FG-44	100	12500	40.0	313.0	285
6" SP STEEL 300 CL	FG-45	100	12500	40.0	313.0	740
6" SP STEEL 600 CL	FG-46	100	12500	40.0	313.0	1480
6" SP 150/300 CL BUTTWELD	FG-65	100	12500	40.0	313.0	740
6" SP 600 CL BUTTWELD	FG-66	100	12500	40.0	313.0	1480

Return Abort Valve Size Filter: ALL Valves in List = 24

Se selecciona una válvula de alivio modelo **FG-39 de 4" de Ø SP en ANSI 150** con capacidad al 100% y cuyo **Cg** es **6,500** con lo que se excede el valor recomendado.

Por lo que la configuración en cuanto a reguladores y válvula de alivio sería la siguiente:

Nombre de persona física, Art. 113 fracción I de la LFTAIP y 116 párrafo primero de la LGTAIP.

Customer/Project: ERM IBERDROLA - DYNASOL Reference No:   
Location: ALTAMIRA, TAMAULIPAS Date: 11/12/2015  
Prepared By:   
Memo Field:   
Inlet Pressure...P1: 253.17 psig Calculated Cg = 754.47  
Outlet Pressure...P2: 49.78 psig Capacity Factor = 80%  
Flow Rate...Q: 5152.04 Sm<sup>3</sup>/h Recommended Cg/Valve = 943.09  
Fluid: Natural Gas Sg = 0.600 Critical Flow... (dP/P1) 0.76  
Valve Recovery..C1: 35 Temperature..T: 64° F 524 Deg Rankine  
Monitor Station.. Y Capacity Factor.. 80%

DESCRIPTION	STOCK NO	% CAP	Cg	C1	Cv	Max P1
VALVE 2" LSP STEEL 300 CL	FG-30	100	1420	35.0	40.0	740
RELIEF VALVE 4" SP STEEL 150 CL	FG-39	100	6500	38.0	172.0	285

Select Valves Relief Valves Save Print Return  
Get View Locate Clear Delete Units



r) **Tren de Regulación. Dimensionamiento de los reguladores radiales a condiciones máximas.**

Se procederá demostrar la capacidad de los reguladores a condiciones máximas de operación de **256.02 psig de presión máxima de entrada y 56.89 Psig de presión máxima regulada a la salida y con un flujo máximo de 4.37 MMSCFD.**

Para el dimensionamiento de los reguladores radiales (MOONEY), se procederá a emplear la ecuación siguiente

**Universal Gas Sizing Equation.**

$$Q = \sqrt{\frac{520}{GT}} C_g P_1 \sin \left( \frac{3417}{C_1} \sqrt{\frac{\Delta P}{P_1}} \right)$$

**Donde:**

Q → Velocidad de Flujo

C<sub>g</sub> → Coeficiente de Viscosidad del Gas

P<sub>1</sub> → Presión de Entrada (psia)

ΔP → Perdida de Presión por la Válvula ( $\Delta P = P_1 - P_2$ ) psig.

P<sub>2</sub> → Presión de Salida (psia)

C<sub>1</sub> → Coeficiente de Recuperación de la Válvula  $C_1 = \frac{C_g}{C_v}$

C<sub>v</sub> → Coeficiente de viscosidad Líquido

G → Gravedad Específica (0.6 para gas natural)

T → Temperatura del Gas ( ° Ranking ) ( T = 460 + °F )

**Ecuación Simplificada**

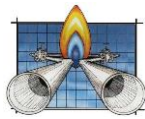
El coeficiente de recuperación de la válvula (C<sub>1</sub>) es aproximadamente igual a 35 para válvulas de globo y válvulas de rejillas.

El termino  $\sqrt{\frac{520}{GT}} = 1.29$  para Gas Natural con Gravedad Especifica de 0.6 y 60 °F.

El flujo critico o Flujo de choque se refiere a la condición de cuando el gas está moviéndose a la velocidad del sonido (1090 pie/seg. ó 332 m/seg.) en la parte de aceleración de la válvula.

Esto ocurre cuando  $\frac{\Delta P}{P_1}$  es igual ó mayor a 0.64.

A flujo critico el termino  $\sin \left( \frac{3417}{C_1} \sqrt{\frac{\Delta P}{P_1}} \right)$  es igual a 1 ó a la unidad por lo tanto desaparece de la ecuación.



Así pues,

A una velocidad sónica (flujo crítico) la Universal Gas Sizing Equation para Gas Natural a 60 °F se simplifica a:

$$Q = 1.29C_g P_1$$

#### Flujo Sub-crítico

$$\text{Máxima Presión de Entrada. } P_1 = 256.02 + 14.69 = 270.71 \text{ Psia}$$

$$\text{Máxima Presión de Salida. } P_2 = 56.89 + 14.69 = 71.58 \text{ Psia}$$

Calculamos tenemos que  $\frac{\Delta P}{P_1} = 0.736$

Como  $\frac{\Delta P}{P_1} > 0.64$  por lo tanto definimos que **SÍ** tenemos un flujo crítico.

Por lo tanto usaremos la formula simplificada:

$$Q = 1.29C_g P_1$$

$$Q = 5152.04 \text{ SCMH} = 181,942.6 \text{ SCFH}$$

$$181,942.6 \text{ SCFH} = 1.29 C_g ( 270.71 )$$

$$C_g = \frac{181,942.6}{(1.29)( 270.7 )} = \frac{181,942.6}{349.2}$$

$$C_g = 521.01$$

Si consideramos este valor como al 70% por ser estación Monitor-trabajador y luego al 80% como capacidad nominal de la E. R. M. entonces el  $C_g$  último es igual a:

$$C_g = 930.36$$



**Selección de los Reguladores a las condiciones máximas de operación y mediante el software del fabricante.**

Nombre de persona física, Art. 113 fracción I de la LFTAIP y 116 párrafo primero de la LGTAIP.

**Gas Sizing Worksheet**

Customer/Project.: ERM IBERDROLA - DYNASOL Reference No:   
 Location: ALTAMIRA, TAMAULIPAS. Date: 11/12/2015  
 Prepared By:   
 Memo Field:   
 Inlet Pressure.....P1: 256.02 psig Calculated Cg = 746.53  
 Outlet Pressure.....P2: 56.89 psig Capacity Factor = 80%  
 Flow Rate.....Q: 5152.04 Sm3/h Recommended Cg/Valve = 933.16  
 Fluid: Natural Gas Sg = 0.600 Critical Flow... [dP/P1] 0.74  
 Valve Recovery..C1: 35 Temperature..T: 64° F 524 Deg Rankine  
 Monitor Station.: Y Capacity Factor.: 80 %

DESCRIPTION	STOCK NO	% CAP	Cg	C1	Cv	Max P1
VALVE 2" LSP STEEL 300 CL	FG-30	100	1420	35.0	40.0	740
RELIEF VALVE	NONE					

Select Valves: Relief Valves Save Print Return  
 Get View Locate Clear Delete Units

De acuerdo a las presiones de entrada, salida y al flujo de volumen inicial de entrada a la ERM que se han ingresado al Software del fabricante de los reguladores Mooney nos da un Cg recomendado para la selección del regulador de **Cg= 933.16** con el dato anterior comparamos con el regulador seleccionado previamente para esta estación, esto es un regulador de **2" LSP STEEL 300 FG-30 Cap. 100%**. De esta manera comprobamos que el Cg de los reguladores que seleccionamos cumple con el servicio, ya que estos tienen **Cg= 1,420** sobrepasando el Cg recomendado por el fabricante.

La capacidad de flujo que tienen los reguladores seleccionados Mooney en Arreglo Monitor – Trabajador para las condiciones de operación ya indicadas, lo obtenemos del cálculo realizado por medio del Software del fabricante de los mismos:

**Flow Calculation Worksheet**

Inlet Pressure.....P1: 256.02 psig  
 Outlet Pressure.....P2: 56.89 psig  
 Valve Coefficient...Cg: 1420.00  
 Fluid: Natural Gas Sg = 0.600  
 Valve Recovery.....C1: 35  
 Temperature.....T: 64° F 524 Deg Rankine  
 Monitor Station: Y Return Print

**Flow Rate Q = 9799.87 Sm3/h**

Valve	C1	Cg	Stk No.
2" TYPE R FLGLESS 600 CL	35.0	1400	FG-89
2" LSP STEEL 150 CL	35.0	1420	FG-29
2" LSP STEEL 300 CL	35.0	1420	FG-30
2" LSP STEEL 600 CL	35.0	1420	FG-31
2" LSP STEEL NPT	35.0	1420	FG-27
2" LSP STEEL SWE	35.0	1420	FG-28

$Q_{Regulador} = 9,799.87SCMH = 8.31 MMSCFD >> Q_{Requerido} = 5,152.04SCMH = 4.37 MMSCFD$

Sobrepasando en gran medida lo requerido.



El Nivel de decibeles que se generara al pasar el flujo de gas por los reguladores a 1 metro de distancia es de:

*@1 metro = 78 dBA*

**Noise Calculation Worksheet**

Inlet Pressure...[P1]:  psig      Throttle Plate Style:

Outlet Pressure.[P2]:  psig      Fluid Type:

Flow Rate.....[Q]:  Sm3/h      Outlet Pipe Size:       Schedule:

Temperature.....[T]:  F

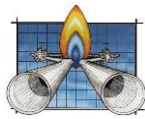
Distance from Pipe (D):  m

**Noise Prediction**

Valve Size Filter:

Valve	Stk No.	Cap	Cg
2" LSP FLGLESS STEEL	EG-35	100	1300
2" TYPE A FLGLESS 150/300	EG-88	100	1400
2" TYPE A FLGLESS 600 CL	EG-89	100	1400
2" LSP STEEL 150 CL	EG-29	100	1420
2" LSP STEEL 300 CL	EG-30	100	1420
2" LSP STEEL 600 CL	EG-31	100	1420
2" LSP STEEL NPT	EG-27	100	1420
2" LSP STEEL SWE	EG-28	100	1420
2" LSP 600 CL BUTTWELD	EG-77	100	1420
2" DP STEEL 150 CL	EG-8-75	75	1438

Selected Valve Values: Cap = 100    cg = 1420



s) Cálculos de diámetros y velocidades para las condiciones mínimas de operación de 1.89 MMSCFD de flujo mínimo y 253.17 psig (17.80 kg/cm<sup>2</sup>) de presión mínima a la entrada y una presión mínima a la salida de 49.78 psig (3.5 kg/cm<sup>2</sup>).

A continuación se procede a realizar el cálculo para las condiciones iniciales, al mínimo flujo y mínima presión de entrada, y a una presión de regulación a la salida de 49.78 psig.

CONDICIONES DE OPERACIÓN.

$P_{in\ min}$	=	17.46 Bar	17.80 Kg/cm <sup>2</sup>	253.17 Psig	1746.2 kpa	F.S.= 1
$P_{out\ min}$	=	3.43 Bar	3.50 Kg/cm <sup>2</sup>	49.78 Psig	343.35 kpa	F.S.= 1
$Q_{max}$	=	2,230.78	SCMH	=	1.89	MMSCFD
$P_{atm}$	=	14.69 Psia	Elevación (m.s.n.m.):		29	

DIAMETROS Y VELOCIDADES.

Utilizando la Ecuación de Continuidad de la Mecánica de Fluidos obtenemos las velocidades de entrada y salida en la Estación de Regulación y Medición.

$Q = v * A$

Donde:

- Q → Flujo
- v → velocidad
- A → Área

Ubicación del Medidor:

BAJA PRESIÓN

F.S. → Factor de supercompresibilidad

Línea de Filtración y Regulación

ENTRADA

$$Q_{actin} = Q_{s,max} \left( \frac{P_b \cdot (29115^{\circ}K)}{(P_{inmin} + P_{atm})(29315^{\circ}K)} \right) \times \left( \frac{1}{F.S.} \right)$$

$Q_{act\ in} = 117.6$  ACMH

$$D_{in} \geq \left( \sqrt{\frac{Q_{actin}}{0.785 * v(m/s) * 3,600}} \right) \left( \frac{1(in)}{0.0254} \right)$$

Para  $v \leq 20$  m/s

Diámetro de entrada requerido:

$D_{in} \geq 1.8$  pulg. Ø

Diámetro Seleccionado DN de entrada

$DN_{in} = 6"$   Ø Cedula    
 $D_{int_{in}} = 6.065$

$$v_{in} = \left[ \frac{(Q_{act})_{in}}{2,827.44 \bullet (DN_{in})^2} \right] \left( \frac{1}{0.0254} \right)^2$$

$v_{in} = 1.75$  m/s     $5.752$  ft/s

SALIDA

$$Q_{actout} = Q_{s,max} \left( \frac{P_b \cdot (29115^{\circ}K)}{(P_{outmin} + P_{atm})(29315^{\circ}K)} \right) \times \left( \frac{1}{F.S.} \right)$$

$Q_{act\ out} = 488.8$  ACMH

$$D_{out} \geq \left( \sqrt{\frac{Q_{actout}}{0.785 * v(m/s) * 3,600}} \right) \left( \frac{1(in)}{0.0254} \right)$$

Para  $v \leq 20$  m/s

Diámetro salida requerido:

$D_{out} \geq 3.7$  pulg. Ø

Diámetro Seleccionado DN de salida

$DN_{out} = 8"$   Ø Cedula    
 $D_{int} = 7.976$

$$v_{out} = \left[ \frac{(Q_{act})_{out}}{2,827.44 \bullet (DN_{out})^2} \right] \left( \frac{1}{0.0254} \right)^2$$

$v_{out} = 4.21$  m/s     $13.819$  ft/s



Con lo anterior se demuestra que los diámetros de 6" de Ø en la tubería de entrada y de 8" de Ø en el tren de alimentación al área de Calderas de la ERM, son correctos para las condiciones de operación antes mencionadas. Ya que tanto en la entrada como a la salida las velocidades de flujo de gas natural está por debajo de 20 m/s (65.62 ft/seg)

**t) Tren de Regulación. Dimensionamiento de los reguladores radiales a condiciones críticas de mínimo flujo y mínimas presiones de entrada y salida.**

Ya comprobada la selección de diámetros a las condiciones antes mencionadas, se procederá a demostrar la capacidad de los reguladores a las mismas condiciones mínimas de operación de **253.17 psig de presión mínima de entrada y 49.78 Psig de presión mínima regulada a la salida y con un flujo mínimo de 1.89 MMSCFD.**

Para el dimensionamiento de los reguladores radiales (MOONEY), se procederá a emplear la ecuación siguiente

**Universal Gas Sizing Equation.**

$$Q = \sqrt{\frac{520}{GT}} C_g P_1 \sin \left( \frac{3417}{C_1} \sqrt{\frac{\Delta P}{P_1}} \right)$$

Donde:

Q → Velocidad de Flujo

$C_g$  → Coeficiente de Viscosidad del Gas

$P_1$  → Presión de Entrada (Psia)

$\Delta P$  → Pérdida de Presión por la Válvula ( $\Delta P = P_1 - P_2$ ) Psig.

$P_2$  → Presión de Salida (Psia)

$C_1$  → Coeficiente de Recuperación de la Válvula  $C_1 = \frac{C_g}{C_v}$

$C_v$  → Coeficiente de viscosidad Líquido

G → Gravedad Específica (0.6 para gas natural)

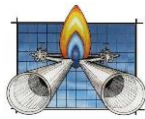
T → Temperatura del Gas ( ° Ranking ) ( T = 460 + °F )

**Ecuación Simplificada**

El coeficiente de recuperación de la válvula ( $C_1$ ) es aproximadamente igual a 35 para válvulas de globo y válvulas de rejillas.

El termino  $\sqrt{\frac{520}{GT}} = 1.29$  para Gas Natural con Gravedad Especifica de 0.6 y 60 °F.

El flujo critico ó Flujo de choque se refiere a la condición de cuando el gas está moviéndose a la velocidad del sonido (1090 pie/seg. ó 332 m/seg.) en la parte de aceleración de la válvula.



Esto ocurre cuando  $\frac{\Delta P}{P_1}$  es igual ó mayor a 0.64.

A flujo critico el termino  $\sin\left(\frac{3417}{C_1} \sqrt{\frac{\Delta P}{P_1}}\right)$  es igual a 1 ó a la unidad por lo tanto desaparece de la ecuación.

Así pues,

A una velocidad sónica (flujo crítico) la Universal Gas Sizing Equation para Gas Natural a 60 °F se simplifica a:

$$Q = 1.29 C_g P_1$$

Flujo Sub-crítico

$$\text{Mínima Presión de Entrada. } P_1 = 253.17 + 14.69 = 267.86 \text{ Psia}$$

$$\text{Mínima Presión de Salida. } P_2 = 49.78 + 14.69 = 64.47 \text{ Psia}$$

Calculamos tenemos que  $\frac{\Delta P}{P_1} = 0.759$

Como  $\frac{\Delta P}{P_1} > 0.64$  por lo tanto definimos que si tenemos un flujo crítico.

Por lo tanto usaremos la formula simplificada:

$$Q = 1.29 C_g P_1$$

$$Q = 2230.78 \text{ SCMH} = 78,779 \text{ SCFH}$$

$$78,779.3 \text{ SCFH} = 1.29 C_g (267.86)$$

$$C_g = \frac{78,779.3}{(1.29)(267.9)} = \frac{78,779.3}{345.5}$$

$$C_g = 227.99$$

Si consideramos este valor como al 70% por ser estación Monitor-trabajador y luego al 80% como capacidad nominal de la E. R. M. entonces el  $C_g$  último es igual a:

$$C_g = 407.13$$



**Selección de los Reguladores a las condiciones críticas de operación y mediante el software del fabricante.**

Nombre de persona física, Art. 113 fracción I de la LFTAIP y 116 párrafo primero de la LGTAIP.

DESCRIPTION	STOCK NO	% CRP	Cg	C1	Cv	Max P1
VALVE 2" LSP STEEL 300 CL	FG-30	100	1420	35.0	40.0	740
RELIEF VALVE	NONE					

De acuerdo a las presiones de entrada, salida y al flujo de volumen inicial de entrada a la ERM que se han ingresado al Software del fabricante de los reguladores Money nos da un Cg recomendado para la selección del regulador de **Cg = 408.35** con el dato anterior comparamos con el regulador seleccionado previamente para esta estación, esto es un regulador de **2" LSP STEEL 300 FG-30**. De esta manera comprobamos que el Cg de los reguladores que seleccionamos cumple con el servicio, ya que estos tienen **Cg= 1,420** sobrepasando el Cg recomendado por el fabricante.

La capacidad de flujo que tienen los reguladores seleccionados Mooney en Arreglo Monitor – Trabajador para las condiciones de operación ya indicadas, lo obtenemos del cálculo realizado por medio del Software del fabricante de los mismos:

Valve	C1	Cg	Stk No.
2" LSP STEEL 150 CL	35.0	1420	FG-29
2" LSP STEEL 300 CL	35.0	1420	FG-30
2" LSP STEEL 600 CL	35.0	1420	FG-31
2" LSP STEEL NPT	35.0	1420	FG-27
2" LSP STEEL SWE	35.0	1420	FG-28
2" LSP 600 CL BUTTWELD	35.0	1420	FG-77

$$Q_{Regulador} = 9,696.70SCMH = 8.22MMSCFD >> Q_{Requerido} = 2,230.78SCMH = 1.89MMSCFD$$

Sobrepasando en gran medida lo requerido, ya que estará trabajando al 23%.



El Nivel de decibeles que se generara al pasar el flujo de gas por los reguladores a 1 metro de distancia es de:

$$@1 \text{ metro} = 76 \text{ dBA}$$

**Noise Calculation Worksheet**

Inlet Pressure...(P1) :  psig      Throttle Plate Style:

Outlet Pressure.(P2) :  psig      Fluid Type:

Flow Rate.....(Q) :  Sm<sup>3</sup>/h      Outlet Pipe Size:       Schedule:

Temperature.....(T) :  F

Distance from Pipe (D):  m

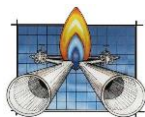
**Noise Prediction**

(highlighted in red)

Valve Size Filter:

Valve	Stk No.	Cap	Cg
2" LSP FLGLESS STEEL	EG-35	100	1300
2" TYPE A FLGLESS 150/300	EG-88	100	1400
2" TYPE A FLGLESS 600 CL	EG-89	100	1400
2" LSP STEEL 150 CL	EG-29	100	1420
2" LSP STEEL 300 CL	EG-30	100	1420
2" LSP STEEL 600 CL	EG-31	100	1420
2" LSP STEEL NPT	EG-27	100	1420
2" LSP STEEL SWE	EG-28	100	1420
2" LSP 600 CL BUTTWELD	EG-77	100	1420
2" DP STEEL 150 CL	EG-8-75	75	1438

Selected Valve Values: Cap = 100    cg = 1420



**u) Tren de Regulación. Dimensionamiento de los reguladores radiales a condiciones de mínimo flujo y máximas presiones de entrada y salida.**

Se procederá demostrar la capacidad de los reguladores a condiciones máximas de operación de **256.02 psig de presión máxima de entrada y 56.89 Psig de presión máxima regulada a la salida y con un flujo mínimo de 1.89 MMSCFD.**

Para el dimensionamiento de los reguladores radiales (MOONEY), se procederá a emplear la ecuación siguiente

**Universal Gas Sizing Equation.**

$$Q = \sqrt{\frac{520}{GT}} C_g P_1 \sin\left(\frac{3417}{C_1} \sqrt{\frac{\Delta P}{P_1}}\right)$$

**Donde:**

$Q$  → Velocidad de Flujo

$C_g$  → Coeficiente de Viscosidad del Gas

$P_1$  → Presión de Entrada (Psia)

$\Delta P$  → Pérdida de Presión por la Válvula ( $\Delta P = P_1 - P_2$ ) Psig.

$P_2$  → Presión de Salida (Psia)

$C_1$  → Coeficiente de Recuperación de la Válvula  $C_1 = \frac{C_g}{C_v}$

$C_v$  → Coeficiente de viscosidad Líquido

$G$  → Gravedad Específica (0.6 para gas natural)

$T$  → Temperatura del Gas ( ° Ranking ) (  $T = 460 + ^\circ F$  )

**Ecuación Simplificada**

El coeficiente de recuperación de la válvula ( $C_1$ ) es aproximadamente igual a 35 para válvulas de globo y válvulas de rejillas.

El termino  $\sqrt{\frac{520}{GT}} = 1.29$  para Gas Natural con Gravedad Especifica de 0.6 y 60 °F.

El flujo critico o Flujo de choque se refiere a la condición de cuando el gas está moviéndose a la velocidad del sonido (1090 pie/seg. ó 332 m/seg.) en la parte de aceleración de la válvula.

Esto ocurre cuando  $\frac{\Delta P}{P_1}$  es igual o mayor a 0.64.

A flujo critico el termino  $\sin\left(\frac{3417}{C_1} \sqrt{\frac{\Delta P}{P_1}}\right)$  es igual a 1 ó a la unidad por lo tanto desaparece de la ecuación.



Así pues,

A una velocidad sónica (flujo crítico) la Universal Gas Sizing Equation para Gas Natural a 60 °F se simplifica a:

$$Q = 1.29C_g P_1$$

**Flujo Sub-crítico**

$$\text{Máxima Presión de Entrada. } P_1 = 256.02 + 14.69 = 270.71 \text{ Psia}$$

$$\text{Máxima Presión de Salida. } P_2 = 56.89 + 14.69 = 71.58 \text{ Psia}$$

Calculamos tenemos que  $\frac{\Delta P}{P_1} = 0.736$

Como  $\frac{\Delta P}{P_1} > 0.64$  por lo tanto definimos que **Sí** tenemos un flujo crítico.

**Por lo tanto usaremos la formula simplificada:**

$$Q = 1.29C_g P_1$$

$$Q = 2230.78 \text{ SCM} = 78,779.3 \text{ SCFH}$$

$$78,779.3 \text{ SCFH} = 1.29 C_g ( 270.71 )$$

$$C_g = \frac{78,779.3}{(1.29)( 270.7 )} = \frac{78,779.3}{349.2}$$

$$C_g = 225.59$$

Si consideramos este valor como al 70% por ser estación Monitor-trabajador y luego al 80% como capacidad nominal de la E. R. M. entonces el  $C_g$  último es igual a:

$$C_g = 402.84$$



Selección de los Reguladores a las condiciones mínimas de operación y mediante el software del fabricante.

Nombre de persona física, Art. 113 fracción I de la LFTAIP y 116 párrafo primero de la LGTAIP.

**Gas Sizing Worksheet**

Customer/Project: ERM IBERDROLA - DYNASOL Reference No:   
 Location: ALTAMIRA, TAMAULIPAS. Date: 11/12/2015  
 Prepared By:   
 Memo Field:   
 Inlet Pressure.....P1: 256.02 psig Calculated Cg = 323.24  
 Outlet Pressure....P2: 56.89 psig Capacity Factor = 80%  
 Flow Rate.....Q: 2230.78 Sm3/h Recommended Cg/Valve = 404.05  
 Fluid: Natural Gas Sg = 0.600 Critical Flow.... (dP/P1) 0.74  
 Valve Recovery..C1: 35 Temperature..T: 64° F 524 Deg Rankine  
 Monitor Station.: Y Capacity Factor.: 80 %

DESCRIPTION	STOCK NO	% CAP	Cg	C1	Cv	Max P1
VALVE 2" LSP STEEL 300 CL	FG-30	100	1420	35.0	40.0	740
RELIEF VALVE	NONE					

De acuerdo a las presiones de entrada, salida y al flujo de volumen inicial de entrada a la ERM que se han ingresado al Software del fabricante de los reguladores Money nos da un Cg recomendado para la selección del regulador de **Cg = 404.05** con el dato anterior comparamos con el regulador seleccionado previamente para esta estación, esto es un regulador de **2" LSP STEEL 300 FG-30**. De esta manera comprobamos que el Cg de los reguladores que seleccionamos cumple con el servicio, ya que estos tienen **Cg= 1,420** sobrepasando el Cg recomendado por el fabricante.

La capacidad de flujo que tienen los reguladores seleccionados Mooney en Arreglo Monitor – Trabajador para las condiciones de operación ya indicadas, lo obtenemos del cálculo realizado por medio del Software del fabricante de los mismos:

**Flow Calculation Worksheet**

Inlet Pressure.....P1: 256.02 psig  
 Outlet Pressure.....P2: 56.89 psig  
 Valve Coefficient...Cg: 1420.00  
 Fluid: Natural Gas Sg = 0.600  
 Valve Recovery.....C1: 35  
 Temperature.....T: 64° F 524 Deg Rankine  
 Monitor Station: Y Return Print

Flow Rate Q = 9799.87 Sm3/h

Valve	C1	Cg	Stk No.
2" LSP STEEL 300 CL	35.0	1420	FG-30
2" LSP STEEL 600 CL	35.0	1420	FG-31
2" LSP STEEL NPT	35.0	1420	FG-27
2" LSP STEEL SWE	35.0	1420	FG-28
2" LSP 600 CL BUTTWELD	35.0	1420	FG-77
2" DP STEEL 150 CL	30.0	1438	FG-8-75

$$Q_{Regulador} = 9,799.87SCMH = 8.31MMSCFD >> Q_{Requerido} = 2,230.78SCMH = 1.89MMSCFD$$

Sobrepasando en gran medida lo requerido, ya que estará trabajando al 23%.



El Nivel de decibeles que se generara al pasar el flujo de gas por los reguladores a 1 metro de distancia es de:

$$@1 \text{ metro} = 73 \text{ dBA}$$

Valve	Stk No.	Cap	Cg
2" LSP FLGLESS STEEL	FG-35	100	1300
2" TYPE R FLGLESS 150/300	FG-88	100	1400
2" TYPE R FLGLESS 600 CL	FG-89	100	1400
2" LSP STEEL 150 CL	FG-29	100	1420
2" LSP STEEL 300 CL	FG-30	100	1420
2" LSP STEEL 600 CL	FG-31	100	1420
2" LSP STEEL NPT	FG-27	100	1420
2" LSP STEEL SWE	FG-28	100	1420
2" LSP 600 CL BUTTWELD	FG-77	100	1420
2" DP STEEL 150 CL	FG-8-75	75	1438

Selected Valve Values: Cap = 100 cg = 1420

Referente a los cálculos anteriores y para las condiciones de operación señaladas se demuestra que la estación esta dimensionada para operar en cualquiera de los escenarios expuestos.

### Las características de los reguladores y de la válvula de seguridad son las siguientes:

#### Reguladores:

Marca: Mooney

Modelo: FG-30 con plato al 100%

Cg = 1,420

Diámetro: 2" de Ø Entrada y Salida, Puerto Largo.

ANSI 300 Bridado: Tipo RF

**Activo (1):** Provisto de Piloto Serie 20 con resorte color AZUL rango de 25 – 90 Psig calibrado a 4 kg/cm<sup>2</sup> (56.89 Psig)

#### Reguladores:

Marca: Mooney

Modelo: SG-30 con plato al 100%

Cg = 1,420

Diámetro: 2" de Ø Entrada y Salida, Puerto Largo.

ANSI 300 Bridado: Tipo RF

**Monitor (1):** Provisto de Piloto Serie 20 con resorte color AZUL rango de 25 – 90 Psig calibrado a 5 kg/cm<sup>2</sup> (71.12 Psig)

**Slam Shut (1):** Provisto de Piloto Serie 20 con resorte color AZUL rango de 25 – 90 Psig calibrado a 6 kg/cm<sup>2</sup> (85.34 Psig)



**Válvula de Seguridad:**

Marca: Mooney

Modelo: FG-39 SP con plato al 100%

Cg = 6,500

Diámetro: 4" de Ø Entrada y Salida, puerto sencillo.

ANSI 150 Bridado: Tipo RF

**Pilotos (1):** Provisto de Piloto Serie 20 para válvula de seguridad con resorte color AZUL rango de 29 90 Psig calibrado a 4.8 kg/cm2 (68.27 Psig).

**v) Cálculo del medidor de flujo para abastecimiento al área de calderas.**

Para la adecuada selección del medidor, se manifiesta que dicho elemento se instalará posterior a la válvula de corte automático ya descrita. Por lo que a continuación se procederá a demostrar los cálculos en los diferentes escenarios a los que el medidor seleccionado estará expuesto, los cuales serán al máximo y mínimo flujo, así como a la presión mínima y máxima de entrada.

Las condiciones de operación a las cuales estará expuesto el medidor Ultrasónico serán:

CONDICIONES DE OPERACIÓN	
FLUJO MÁXIMO	5,152.04 SCMH
FLUJO MÍNIMO	2,230.78 SCMH
PRESIÓN MÍNIMA DE MEDICIÓN	49.78 psig
PRESIÓN MÁXIMA DE MEDICIÓN	56.89 psig

Se tiene que calcular el flujo en metros cúbicos por hora reales (ACMH) según las condiciones de trabajo a las cuales operara la estación de regulación y medición.

Por lo que se procederá a hacer uso de la ecuación (B.3) del Apéndice B del reporte AGA N° 7:

$$Q_b = Q_f \left( \frac{P_f}{P_b} \right) \left( \frac{T_b}{T_f} \right) \left( \frac{Z_b}{Z_f} \right) = Q_f \cdot FP \cdot FT \cdot (F_{pv})^2$$

$$Q_{act} = Q_f = Q_b \left( \frac{P_b}{(P_{man} + P_{atm})} \right) \left( \frac{T_f}{T_b} \right) \left( \frac{1}{F_{pv}} \right)^2$$

Calidad del Gas: Con la calidad del gas con la que se cuenta se calculan las propiedades del gas natural y los resultados se muestran a continuación:

Para el cálculo del Factor de Compresibilidad se calcularon las propiedades con el siguiente análisis cromatográfico.



Date/Time	Meter ID	Methane	Nitrogen	CO2	Ethane	Propane	i-Butane
PROMEDIOS	28139	94.320	0.214	0.983	4.193	0.221	0.025
Date/Time	n-Butane	i-Pentane	n-Pentane	n-Hexane	n-Heptane	n-Octane	n-Nonane
PROMEDIOS	0.022	0.007	0.004	0.001	0.004	0.004	0.003

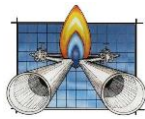
Empleando la calidad del gas natural mostrada líneas arriba, calculamos sus propiedades:

De lo anterior:

Gravedad Específica: 0.588

De la misma forma se establecen las condiciones base con las propiedades calculadas:

Considerando de la misma forma las condiciones base de  $P= 14.2233 \text{ psig}$  y  $T=20^{\circ}\text{C}$  y las propiedades calculadas se estimará el factor de supercompresibilidad  $F_{pv}$



VII) Presión mínima de medición de 3.50 Kg/cm<sup>2</sup> (49.78 psig).

Parameter	Value	Unit
Calculation Method	American Gas Association Report No 8 1992 - Detailed	
Average Pressure	49.78	Psi
Average Temp	18.0	C
Elevation	29	m
Compressibility Factor At Base Conditions (Zbase)	0.997942	
Compressibility Factor At Specified Conditions (Zf)	0.990675	
Supercompressibility Factor (Zbase/Zf)^0.5	1.003661	
Density At Base Conditions	0.04315806	Lbm/cf
Density At Specified Conditions	0.197	Lbm/cf

Factor de Supercompresibilidad ( $F_{pv}$ )=1.003661 @  $T = 18^{\circ}\text{C} = 291.15^{\circ}\text{K}$

VIII) Presión máxima de entrada de 4.00 Kg/cm<sup>2</sup> (56.89 psig).

Parameter	Value	Unit
Calculation Method	American Gas Association Report No 8 1992 - Detailed	
Average Pressure	56.89	Psi
Average Temp	18.0	C
Elevation	29	m
Compressibility Factor At Base Conditions (Zbase)	0.997942	
Compressibility Factor At Specified Conditions (Zf)	0.989647	
Supercompressibility Factor (Zbase/Zf)^0.5	1.004182	
Density At Base Conditions	0.04315806	Lbm/cf
Density At Specified Conditions	0.219	Lbm/cf

Factor de Supercompresibilidad ( $F_{pv}$ )=1.004182 @  $T = 18^{\circ}\text{C} = 291.15^{\circ}\text{K}$



### E. PRIMER ESCENARIO CRÍTICO:

Condición crítica de máximo flujo a la mínima presión de medición, considerando una Temperatura promedio de 18°C y una presión atmosférica de la zona de 14.69 Psia @ 29 msnm.

$$Q_{max} = 5,152.04 \text{ SCM}$$

$$P_{min} = 49.78 \text{ psig}$$

Obteniendo el dato de  $F_{pv} = 1.003661$

$$Q_{act} = Q_f = Q_b \left( \frac{P_b}{(P_{man} + P_{atm})} \right) \left( \frac{T_f}{T_b} \right) \left( \frac{1}{F_{pv}} \right)^2$$

Y sustituyendo en la fórmula:

$$Q_{act} = (5,152.04) \left( \frac{14.2233}{49.78 + 14.69} \right) \left( \frac{291.15}{293.15} \right) \left( \frac{1}{1.003661^2} \right)$$

$$Q_{act} = 1,120.66 \text{ ACMH}$$

### F. SEGUNDO ESCENARIO CRITICO:

Condición crítica de máximo flujo a la máxima presión de medición, considerando una Temperatura promedio de 18.0°C y una presión atmosférica de la zona de 14.69 Psia @ 29 msnm.

$$Q_{max} = 5,152.04 \text{ SCM}$$

$$P_{max} = 56.89 \text{ psig}$$

Obteniendo el dato de  $F_{pv} = 1.004182$

$$Q_{act} = Q_f = Q_b \left( \frac{P_b}{(P_{man} + P_{atm})} \right) \left( \frac{T_f}{T_b} \right) \left( \frac{1}{F_{pv}} \right)^2$$

Y sustituyendo en la fórmula:

$$Q_{act} = (5,152.04) \left( \frac{14.2233}{56.89 + 14.69} \right) \left( \frac{291.15}{293.15} \right) \left( \frac{1}{(1.004182)^2} \right)$$

$$Q_{act} = 1,008.30 \text{ ACMH}$$

### G. TERCER ESCENARIO CRITICO:

Condición crítica mínimo flujo a la mínima presión de medición, considerando una Temperatura promedio de 18°C y una presión atmosférica de la zona de 14.69 Psia @ 5 msnm.

$$Q_{min} = 2,230.78 \text{ SCM}$$

$$P_{min} = 49.78 \text{ psig}$$

Obteniendo el dato de  $F_{pv} = 1.003661$



$$Q_{act} = Q_f = Q_b \left( \frac{P_b}{(P_{man} + P_{atm})} \right) \left( \frac{T_f}{T_b} \right) \left( \frac{1}{(F_{pv})^2} \right)$$

Y sustituyendo en la fórmula:

$$Q_{act} = (2,230.78) \left( \frac{14.2233}{49.78 + 14.69} \right) \left( \frac{291.15}{293.15} \right) \left( \frac{1}{(1.003661)^2} \right)$$

$$Q_{act} = 485.24 \text{ ACMH}$$

#### H. CUARTO ESCENARIO CRITICO:

Condición crítica de mínimo flujo a la máxima presión de medición, considerando una Temperatura promedio de 18.0°C y una presión atmosférica de la zona de 14.68 Psia @ 224 msnm.

$$Q_{min} = 2,230.78 \text{ SCMh}$$

$$P_{max} = 56.89 \text{ psig}$$

Obteniendo el dato de  $F_{pv} = 1.004182$

$$Q_{act} = Q_f = Q_b \left( \frac{P_b}{(P_{man} + P_{atm})} \right) \left( \frac{T_f}{T_b} \right) \left( \frac{1}{(F_{pv})^2} \right)$$

Y sustituyendo en la fórmula:

$$Q_{act} = (2,230.78) \left( \frac{14.2233}{56.89 + 14.69} \right) \left( \frac{291.15}{293.15} \right) \left( \frac{1}{(1.004182)^2} \right)$$

$$Q_{act} = 436.58 \text{ ACMH}$$

Tomando en cuenta el flujo en condiciones reales ACMH de los diferentes escenarios en condiciones críticas, obtenemos los rangos mínimo y máximo de medición:

$$\text{A) } Q_{max} @ (P_{min \text{ ent}} \text{ y } T=18 \text{ }^\circ\text{C}) = 1,120.66 \text{ ACMH}$$

$$\text{D) } Q_{min} @ (P_{max \text{ ent}} \text{ y } T=18 \text{ }^\circ\text{C}) = 436.58 \text{ ACMH}$$

Tenemos que el máximo flujo en la línea de entrada en condiciones reales es:  $Q_{act \text{ in}} = 1,120.66 \text{ ACMH}$  @ 49.78 psig y  $T = 18.0^\circ\text{C}$ , y el flujo mínimo:  $Q_{act \text{ in}} = 436.58 \text{ ACMH}$  @ 56.89 psig y  $T = 18.0^\circ\text{C}$ .

Con este valor, podemos determinar el tipo y tamaño del medidor que debemos utilizar para las condiciones que nos arrojan los cálculos mencionados en los puntos anteriores, respectivamente:



**CHARACTERISTICS**

**A) Technical data sheet**

**Rangeability and pulse values**

G size	DN (mm)	Max Flow (m³/h)	Range-ability	1 Imp LF & Cyble (m³/Imp)	Freq LF Qmax (Hz)	With correction gears 32/40 (correction 0%)						
						1 Imp MF Qmax (dm³/Imp)	Freq MF Qmax (Hz)	1 Imp HF2 Qmax (dm³/Imp)	Freq HF2 Qmax (Hz)	1 Imp HF3 Qmax (dm³/Imp)	Freq HF3 Qmax (Hz)	RPM Qmax (Rot/min)
G400	150	650	20	1	0.18	23.07692	7.82	0.15385	1174	0.15385	1174	3521
G650		1000	20 or 30		0.28	23.07692	12.04	0.15385	1806	0.15385	1806	5417
G1000		1600	20 or 30		0.44	39.11111	11.36	0.26074	1705	0.26074	1705	5114
G650	200	1000	20	10	0.03	230.7692	1.2	0.37661	738	0.37661	738	2213
G1000		1600	20 or 30		0.04	230.7692	1.93	0.37661	1180	0.37661	1180	3540
G1600		2500	20 or 30		0.07	391.1111	1.78	0.63829	1088	0.63829	1088	3264

Se usará un medidor Tipo **TURBINA** Modelo **G1000 DN 200 (8"Ø) ANSI 300**, el cual podrá medir un flujo en condiciones reales de presión y temperatura de 80.0 m³/hr hasta 1,600.0 m³/hr. Por lo que a continuación se procederá a demostrar los flujos máximos y mínimos que podrá manejar el medidor seleccionado en los casos siguientes:

- V) Máximo flujo @ mínima presión de medición y Temperatura de 18°C.
- VI) Máximo flujo @ máxima presión de medición y Temperatura de 18°C
- VII) Mínimo flujo @ mínima presión de medición y Temperatura de 18°C.
- VIII) Mínimo flujo @ máxima presión de medición y Temperatura de 18°C.

**Caso I)**

De tal manera que para las condiciones de máximo flujo a la mínima presión de medición y T= 18°C. **1,600.00 ACMH @ 3.5 kg/cm² = 49.78 psig**, el medidor tendrá un **Q<sub>max</sub>** de:

The screenshot shows a software interface for calculating standard volume. It has two main sections: 'Flowing Conditions...' and 'Standard/Base Conditions...'.  
 In 'Flowing Conditions...':  
 - Pressure: 49.78 Psi  
 - Temperature: 18.0 C  
 - Volume: 1600 m3  
 - Elevation: 29 m  
 In 'Standard/Base Conditions...':  
 - A checkbox 'Use Current Base Pressure & Temperature Values' is checked.  
 - Pressure: 14.2233 Psi (Abs)  
 - Temperature: 20.0 C  
 - Volume: 7355.039 m3

**Q<sub>Medidor</sub> = 7,355.039 SCMH = 6.23 MMSCFD >> Q<sub>Máximo Requerido</sub> = 5,152.04 SCMH = 4.37 MMSCFD**



### Caso II)

Ahora para las condiciones de máximo flujo a la máxima presión de medición y  $T = 18^{\circ}\text{C}$ .  
 $1,600.0 \text{ ACMH @ } 4.0 \text{ kg/cm}^2 = 56.89 \text{ Psi}$ , el medidor tendrá un  $Q_{max}$  de:

The screenshot shows a software window titled "Standard Volume...". It is divided into two main sections: "Flowing Conditions..." and "Standard/Base Conditions...".

**Flowing Conditions...**

Pressure:	56.89	Psi	Elevation:	29	m
Temperature:	18.0	C			
Volume:	1600	m3			

**Standard/Base Conditions...**

Use Current Base Pressure & Temperature Values

Pressure:	14.2233	Psi (Abs)	Volume:	8174.775	m3
Temperature:	20.0	C			

$$Q_{Medidor} = 8,174.775 \text{ SCMH} = 6.93 \text{ MMSCFD} \gg Q_{M\acute{a}ximo \text{ Requerido}} = 5,152.04 \text{ SCMH} = 4.37 \text{ MMSCFD}$$

### Caso III)

Ahora para las condiciones de mínimo flujo a la mínima presión de medición y  $T = 18^{\circ}\text{C}$ .  
 $80.0 \text{ ACMH @ } 49.78 \text{ Psi}$ , el medidor tendrá un  $Q_{min}$  de:

The screenshot shows a software window titled "Standard Volume...". It is divided into two main sections: "Flowing Conditions..." and "Standard/Base Conditions...".

**Flowing Conditions...**

Pressure:	49.78	Psi	Elevation:	29	m
Temperature:	18.0	C			
Volume:	80	m3			

**Standard/Base Conditions...**

Use Current Base Pressure & Temperature Values

Pressure:	14.2233	Psi (Abs)	Volume:	367.752	m3
Temperature:	20.0	C			

$$Q_{Medidor} = 367.752 \text{ SCMH} = 0.31 \text{ MMSCFD} \ll Q_{M\acute{i}nimo \text{ Requerido}} = 2,230.78 \text{ SCMH} = 1.89 \text{ MMSCFD}$$

### Caso IV)

Ahora para las condiciones de mínimo flujo a la máxima presión de entrada y  $T = 18^{\circ}\text{C}$ .  
 $80.0 \text{ ACMH @ } 4.00 \text{ kg/cm}^2 = 56.89 \text{ Psi}$ , el medidor tendrá un  $Q_{min}$  de:



$$Q_{\text{Medidor}} = 406.739 \text{ SCMH} = 0.34 \text{ MMSCFD} \ll M_{\text{mimo Requerido}} = 2,230.78 \text{ SCMH} = 1.89 \text{ MMSCFD}$$

Se concluye que el medidor seleccionado cubre el rango de medición requerido por el proyecto objeto del presente estudio.

### ➤ CALCULO DE ESPESORES DE TUBERÍAS

d) Cálculo del espesor para la tubería de 6” de Ø Nominal, para la Sección de alta presión y el tren de Suministro de gas natural hacia el área de cogeneración.

El espesor mínimo de pared del tubo calcula de acuerdo a la NOM-007-SECRE-2010, Transporte de gas natural, de acuerdo a la siguiente fórmula:

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

Dónde:

- t → Espesor mínimo de la tubería
- P → Presión manométrica de diseño en KPa
- D → Diámetro exterior de la tubería en milímetros
- S → Resistencia mínima a la cadencia (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 → 1 si la temperatura del gas es  $\leq 393^{\circ}$  K

Utilizando tubería de acero al carbón sin costura especificación ASTM A 53 Grado B de norma ASME B 31.8.

Obtenemos el valor de la resistencia mecánica mínima de la tubería.

$$S = 35,000 \text{ Psi} = 241,316.5 \text{ KPa}$$

Utilizando la presión de diseño de 35.0 kg/cm<sup>2</sup> (497.82 psig) a la entrada a la estación, tenemos que:



Field	Value
Calculation Method	ANSI/ASME B31.8.841.11 - 2007
Outside Diameter	6S-STD (6 inches)
Wall Thickness	0.118 inches
SMYS	35000 Psi
Pressure	497.82 Psi
Class Location	Class 4
Location Exceptions	Fabricated assemblies (0.400)
Longitudinal Joint	ASTM A53 - Seamless (1.000)
Operating Temperature	250 F (121 C) or less (1.000)
Overall Design Factor	0.400

De acuerdo al cálculo anterior **se requiere** que la tubería de **6" de Ø** tenga un **espesor mínimo de 0.118 pulgadas**. A este espesor se le suma un 30% por corrosión y un 15% por defectos en la fabricación de la tubería dándonos un **espesor requerido** de 0.176.

El espesor que tiene la tubería reportado de acuerdo al tipo de cédula en base al extracto de las normas ANSI B36.10 Y B36.19 condensado en al Apéndice B del Manual Técnico CRANE "Flow of Fluid".

Se utilizará tubería sin costura **ASTM A 53 Grado B cedula 40 de 6" de Ø nominal** que tiene un espesor de **0.280"** sobrepasando al espesor mínimo requerido.

**e) Cálculo del espesor para la tubería de 8" de Ø Nominal, para la sección de baja presión en el tren de suministro a calderas.**

El espesor mínimo de pared del tubo calcula de acuerdo a la NOM-007-SECRE-2010, Transporte de gas natural, de acuerdo a la siguiente fórmula:

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

Dónde:

- t → Espesor mínimo de la tubería
- P → Presión manométrica de diseño en KPa
- D → Diámetro exterior de la tubería en milímetros
- S → Resistencia mínima a la cadencia (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 → 1 si la temperatura del gas es ≤ 393° K

Utilizando tubería de acero al carbón sin costura especificación ASTM A53 Grado B de norma ASME B 31.8.

Obtenemos el valor de la resistencia mecánica mínima de la tubería.

$$S = 35,000 \text{ Psi} = 241,316.5 \text{ KPa}$$

Utilizando la presión de diseño de 35.0 kg/cm<sup>2</sup> (497.82 psig) a la entrada a la estación, tenemos que:



Design Factors...	Value...
Class Location: Class 4	
Location Exceptions: Fabricated assemblies	0.400
Longitudinal Joint: ASTM A53 - Seamless	1.000
Operating Temperature: 250 F (121 C) or less	1.000
<b>Overall Design Factor:</b>	<b>0.400</b>

De acuerdo al cálculo anterior **se requiere** que la tubería de **8" de Ø** tenga un **espesor mínimo de 0.153 pulgadas**. A este espesor se le suma un 30% por corrosión y un 15% por defectos en la fabricación de la tubería dándonos un **espesor requerido** de 0.229.

El espesor que tiene la tubería reportado de acuerdo al tipo de cédula en base al extracto de las normas ANSI B36.10 Y B36.19 condensado en al Apéndice B del Manual Técnico CRANE "Flow of Fluid".

Se utilizará tubería sin costura **ASTM A 53 Grado B cedula 40 de 8" de Ø nominal** que tiene un espesor de **0.322"** sobrepasando al espesor mínimo requerido.

**f) Cálculo del espesor para la tubería de 4" de Ø Nominal, para la sección destinada para la válvula de alivio de presión.**

El espesor mínimo de pared del tubo calcula de acuerdo a la NOM-007-SECRE-2010, Transporte de gas natural, de acuerdo a la siguiente fórmula:

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

Dónde:

- t → Espesor mínimo de la tubería
- P → Presión manométrica de diseño en KPa
- D → Diámetro exterior de la tubería en milímetros
- S → Resistencia mínima a la cadencia (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 → 1 si la temperatura del gas es  $\leq 393^\circ \text{K}$

Utilizando tubería de acero al carbón sin costura especificación ASTM A53 Grado B de norma ASME B 31.8.

Obtenemos el valor de la resistencia mecánica mínima de la tubería.

$$S = 35,000 \text{ Psi} = 241,316.5 \text{ KPa}$$

Utilizando la presión de diseño de 35.0 kg/cm<sup>2</sup> (497.82 psig) a la entrada a la estación, tenemos que:



Steel Pipe Design Formula...

Calculation Method: ANSI/ASME B31.8.841.11 - 2007

Pipe Data...

Outside Diameter: 45-STD Inches i SMYS: 35000 Psi

Wall Thickness: 0.011 Inches Pressure: 68.27 Psi

Design Factors...

Design Factor	Value
Class Location: Class 4	
Location Exceptions: Fabricated assemblies	0.400
Longitudinal Joint: ASTM A53 - Seamless	1.000
Operating Temperature: 250 F (121 C) or less	1.000
<b>Overall Design Factor:</b>	<b>0.400</b>

De acuerdo al cálculo anterior **se requiere** que la tubería de 4" de Ø tenga un **espesor mínimo de 0.011 pulgadas**. A este espesor se le suma un 30% por corrosión y un 15% por defectos en la fabricación de la tubería dándonos un **espesor requerido** de 0.016.

El espesor que tiene la tubería reportado de acuerdo al tipo de cédula en base al extracto de las normas ANSI B36.10 Y B36.19 condensado en al Apéndice B del Manual Técnico CRANE "Flow of Fluid".

Se utilizará tubería sin costura **ASTM A 53 Grado B cedula 40 de 4" de Ø nominal** que tiene un espesor de **0.237"** sobrepasando al espesor mínimo requerido.



**V.3 Incluir las hojas de datos de seguridad (MSDS) de las sustancias y/o materiales peligrosos involucrados, de acuerdo a la NOM-114-STPS-1994, "Sistema para la identificación y comunicación de riesgos por sustancias químicas en los centros de trabajo" (formato Anexo No. 2), de aquellas sustancias consideradas peligrosas que presenten alguna característica CRETIB.**

La sustancia química peligrosa involucrada en la etapa de operación del proyecto, es el Gas Natural, por lo que a continuación se describen algunas de las características de esta sustancia.

**Nombre:** Gas Natural - Gas Metano,  
**Familia química:** Hidrocarburo parafínico,  
**Peso molecular:** 16,042,  
**Estado físico, color y olor:** Gas incoloro, inodoro e insípido,  
**Punto de fusión (760 mm Hg):** - 182,50 °C,  
**Punto de ebullición (760 mm Hg):** - 161,50 °C,  
**Temperatura crítica:** - 82,50°C,  
**Calor específico:** 1,308 Kcal/Kg,  
**Calor de fusión:** 14 Kcal/Kg,  
**Calor de vaporización:** 122 Kcal/Kg,  
**Presión crítica:** 45,8 atm,  
**Densidad crítica:** 0,162,  
**Densidad del vapor (760 mm Hg):** 0,554,  
**Densidad específica (aire= 1):** 0,68,  
**Temperatura de auto ignición:** Entre 5 370 y 6 510°C  
**Volumen crítico:** 0,098 m<sup>3</sup>/Kg/mol,  
**Solubilidad en agua:** 0,4 – 20 microgramos/100 cm<sup>3</sup>,  
**Punto de inflamación:** 5 370 °C,  
**Límite inferior de explosividad:** 5 % gas en el aire,  
**Límite superior de explosividad:** 15 % gas en el aire,  
**M<sup>3</sup> de aire para quemar 1 m<sup>3</sup> gas:** 9,53.

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

Es una mezcla de hidrocarburos ligeros, compuesto principalmente de metano, etano, propano, butanos y pentanos; además de lo anterior, cuenta con otros componentes tales como el CO<sub>2</sub>, el helio, el sulfuro de hidrógeno y el nitrógeno, su composición nunca es constante, sin embargo, se puede decir que su componente principal es el metano (mínimo 90%). Posee una estructura de hidrocarburo simple, compuesto por un átomo de carbono y cuatro de hidrógeno (CH<sub>4</sub>). Cabe mencionar, que el metano es altamente inflamable, se quema fácilmente y emite muy poca contaminación. Por lo anterior el Gas Natural no es ni corrosivo ni tóxico, su temperatura de combustión es elevada y posee un estrecho intervalo de inflamabilidad, lo que hace de él un combustible fósil seguro en comparación con otras fuentes de energía; es más ligero que el aire y a pesar de sus altos niveles de inflamabilidad y explosividad las fugas o emisiones se disipan rápidamente en las capas superiores de la atmósfera, dificultando la formación de mezclas explosivas en el aire. Esta característica permite su preferencia y explica su uso cada vez más generalizado en instalaciones domésticas e industriales y como carburante en motores de combustión interna. Además presenta además ventajas ecológicas, ya que al quemarse produce bajos índices de contaminación, en comparación con otros combustibles.

Así mismo el gas natural, es un asfixiante simple que no tiene propiedades peligrosas inherentes, ni presenta efectos tóxicos específicos, pero que actúa como excluyente del oxígeno para los pulmones. El



efecto de los gases asfixiantes simples es proporcional al grado en que disminuye el oxígeno en el aire que se respira; por lo que en altas concentraciones puede producir asfixia.

Ver Anexo 5 HDS del Gas Natural.

#### V.4 Condiciones de operación.

##### V.4.1 Describir las condiciones de operación del ducto (flujo, temperaturas y presiones de diseño y operación), así como el estado físico de la(s) sustancia(s) transportada(s).

La sustancia manejada en las tuberías de conducción será el Gas Natural, el cual se transportará en estado gaseoso, desde la interconexión con la Estación de Regulación y Medición (ERM) existente del Sector Campo Tamaulipas – Constituciones, hasta suministrar al socio comercial de la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V..

A continuación se muestran los datos de operación del sistema para transporte de gas natural (Ver Tabla V.4.1.1).

Tabla V.4.1.1 Condiciones de operación del sistema para transporte.

<b>Longitud</b>	3 359 m
<b>Diámetro</b>	8"
<b>Material</b>	Acero al Carbón
<b>Profundidad</b>	1,5 m
<b>Presión máxima de trabajo</b>	18 kg/cm <sup>2</sup>
<b>Presión mínima de trabajo</b>	17 kg/cm <sup>2</sup>
<b>Temperatura</b>	18°C

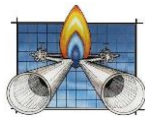
#### Condiciones Generales de Operación y Mantenimiento

Los manuales de operación y mantenimiento son preparados de acuerdo con los códigos aplicables, estándares como API, ASME B31.8, en base a la parte 192 del título 49 del Código Federal de Regulaciones de los Estados Unidos de América, las leyes y regulaciones mexicanas han sido base para el diseño del sistema para transporte de gas natural propiedad de la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V.. Estos manuales estarán disponibles desde el primer año de operación del sistema para transporte de gas natural. Serán revisados anualmente y modificados y corregidos con base a los principios de ingeniería y experiencia. El conocimiento del sistema permitirá en el futuro, mejorar consideraciones y condiciones de operación en el sistema, avances tecnológicos serán también considerados para su aplicación.

#### 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.

### **Responsabilidad con el gasoducto de interconexión o tuberías adyacentes.**

Procedimientos que son establecidos en conjunto con otras tuberías adyacentes o el punto donde se interconectara el sistema para transporte, para aislarlos del peligro y/o para mantenerlos en servicio en caso de emergencia.

### **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, lo anterior en el Manifiesto de Impacto Ambiental generado para este proyecto.

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.

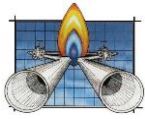
### **Detección de fugas.**

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 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 estaciones de medición y regulación serán detectadas con mayor frecuencia.
- Otras áreas urbanas y no pobladas pueden ser inspeccionadas con menor frecuencia.

### **Identificación de instalaciones y señalización.**

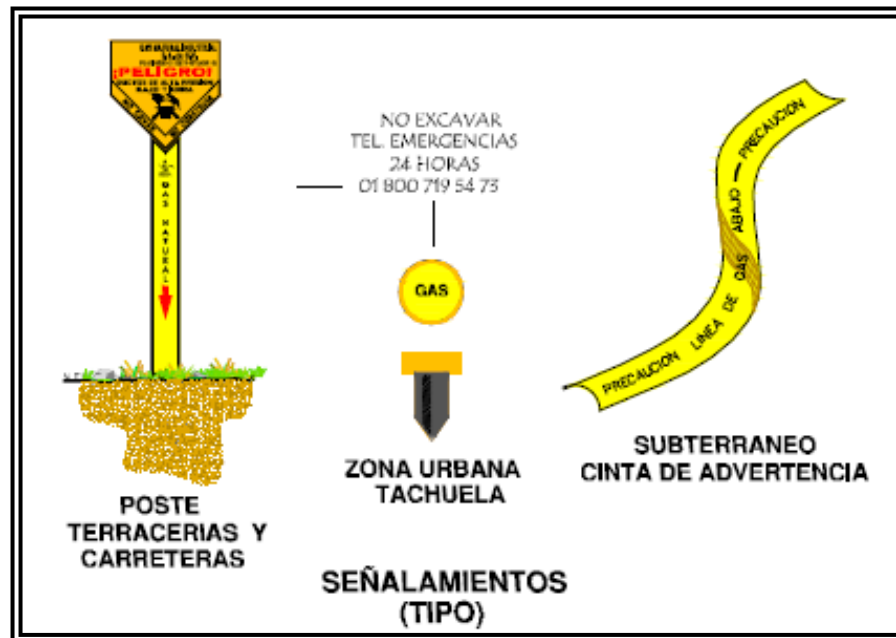
Procedimientos de diseño y adecuación de simbología y señalización que permiten identificar y localizar la tubería, son implementados con la finalidad de reducir probabilidad de siniestro o daños



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 V.4.1.1** Letreros de señalización a instalar en el derecho de vía del sistema para 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.

Para el funcionamiento del sistema para transporte de gas natural de la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., no se requieren recursos o materia auxiliar para sus actividades de operación, no genera residuos, ni emisiones contaminantes a la atmósfera y el balance de agua es cero.

### **V.4.2 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 para transporte.

La obligatoriedad de la realización de verificaciones a cumplimientos de la normatividad que aplica a las redes de transporte de gas natural, emana del título de permiso con que cuenta el distribuidor otorgado por la Comisión Reguladora de Energía. En dicho título se obliga al distribuidor 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.

### **V.4.4 Describir las características de la instrumentación y control.**

La instrumentación requerida para la operación del gasoducto principal, estará conformada por las válvulas de corte automáticas instaladas en las Estaciones de Regulación (a construir) y las cuales suministrarán de gas natural a la presión requerida del sistema para transporte de gas natural en cuestión, aunado a esto en toda la trayectoria del sistema para transporte de gas natural se instalarán válvulas de corte como medidas de seguridad en caso de suscitarse alguna emergencia, dicha infraestructura se indica a continuación.

### **Funciones Principales de la Estación de Regulación y Medición (ERM).**

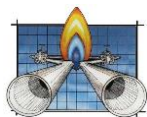
- Recepción de gas proveniente del gasoducto de nuestro proveedor de una manera confiable y segura.
- Medición del caudal del gas de la manera requerida y precisa para fines de facturación.



- 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.

**La Estación de Regulación y Medición de gas natural (ERM), cuenta con los siguientes elementos principales:**

- Dos filtros coalescentes verticales marca Filterfab de 6" de Ø modelo C6-740F con elemento filtrante 2035K907 con capacidad de flujo máximo de 611 MSCFH = 17,301.59 SCMH @ 600 Psig (42.18 Kg/cm<sup>2</sup>).
- Válvula de control de flujo tipo globo de 6" de Ø ANSI 600 para el sistema de control de flujo.
- Válvula de corte automático 6" de Ø en ANSI 600 bridada Tipo RF las cuales cortaran el flujo por alta y baja presión.
- Tren de regulación para alta presión en dos etapas



## CAPÍTULO VI. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS.

### VI.4 Antecedentes de accidentes e incidentes ocurridos en ductos similares.

En el manejo y operación de gasoductos utilizados para la conducción de gas natural, se propone una metodología de análisis de riesgo operativo, debido a los daños causados por fallas mecánicas y debido a terceras partes originadas por la extracción descontrolada de gas natural en tomas no autorizadas (tomas clandestinas), en los ductos de conducción de gas natural de las diferentes compañías abastecedoras de gas y principalmente, en ductos a cargo de PEMEX-GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA (PGPB).

De los estudios y análisis realizados por dependencias con gran experiencia dentro del ramo (tal es el caso de PEMEX), se concluye que el factor de riesgo con mayor probabilidad de ocurrencia en gasoductos, es debido principalmente por daños de terceras partes, seguido de los daños por corrosión.

En años recientes, algunas causas fundamentales del incremento de accidentes en los gasoductos de PEMEX han sido, la inadecuada evaluación de los mismos y la falta de gestión para erradicar esta problemática, adicionalmente no hay una base de datos histórica de accidentes en ductos de transporte de hidrocarburos disponible de manera oficial en el país, estas circunstancias repercuten negativamente en la funcionalidad de los ductos en México.

**Fuente: Estudio del Riesgo en Ductos de transporte de gasolina y diesel en México.  
Instituto Politécnico Nacional.**

Como datos históricos, se presenta a continuación la descripción de casos ocurridos en México, relacionados con fugas de gas natural en gasoductos en diferentes partes del país.

#### Explosión en gasoducto en San Pedro Garza García, Nuevo León.

Una explosión e incendio en una tubería de gas natural en una construcción cercana a la zona comercial y hotelera en el municipio de San Pedro Garza García movilizó a elementos de Protección Civil, Bomberos de Nuevo León y unidades de las cruces Roja y Verde.

El incendio se originó luego de una fuga de agua la que reblandeció la tierra, lo que ocasionó la caída de un poste de energía eléctrica sobre un ducto de gas de 12 pulgadas, debido a esto se produjo la conflagración.

El incendio se originó alrededor de las 10:00 horas, a causa del rompimiento de la tubería de gas, lo que ocasionó la explosión e incendio sobre la lateral de la avenida Lázaro Cárdenas y Diego Rivera, en el citado municipio, sin que se presenten personas lesionadas.





**Foto VI.1.1** Daños generados por la explosión.

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 paraestatal, precisó que el incendio se presentó en el gasoducto de 16"Ø Cinco Presidentes, del complejo procesador de gas La Venta, a la altura de la carretera vecinal a Villa La Venta, en el municipio referido.

La explosión, fue ocasionada por el **golpe de una retroexcavadora** de la empresa privada FIRESA.

Como consecuencia de este hecho, resultaron lesionados tres trabajadores de la compañía privada, de los cuales en un principio uno de ellos permanecía desaparecido, pero fue hallado sin mayores consecuencias.

Así mismo, confirmó que una retroexcavadora, una motocicleta y un vehículo resultaron quemados como consecuencia de la explosión.

Por otra parte, personal de operación de pozos e instalaciones de Petróleos Mexicanos (PEMEX) procedió a bloquear las válvulas de seccionamiento La Venta 80 y Margen Derecha del Río Chicozapote, y a suspender el bombeo de las Baterías de Separación Cinco Presidentes 1, 2 y Rodador, indicó la empresa petrolera.

Protección Civil evacuó a personas cercanas al lugar de la explosión para trasladarlas a un lugar seguro. El incendio fue controlado totalmente antes del mediodía.

Por separado, autoridades locales de Huimanguillo informaron antes que la paraestatal que el accidente fue causado por una retroexcavadora que realizaba trabajos en el lugar, y que los heridos fueron trasladados por una ambulancia de servicios comunitarios a una clínica de dicho municipio colindante con Veracruz.

El flamazo dañó aproximadamente 80 m<sup>2</sup> de pastizales y como medida preventiva Pemex acordonó el sitio donde se registró la conflagración, en un operativo en que participaron militares y personal de Seguridad Física de Pemex, Protección Civil y Tránsito Municipal.



**Foto VI.1.2** Chorro de fuego a causa de la fuga de gas natural en el municipio de Huimanguillo, Tabasco.



Fuente: [La Crónica.com.mx](http://LaCrónica.com.mx). 07 de Abril del 2013

Fuga de Gas e incendio en el municipio de Zapotlanejo, Jalisco.

La fuga de gas natural fue ocasionada por el golpe de una retroexcavadora de la empresa Cobra Construcciones, que realizaba trabajos en el área, sin el permiso de Pemex, indicó la paraestatal en un comunicado emitido posterior al evento.

El funcionario precisó que a poco más de 24 horas del incidente, el riesgo comenzó a ceder, ya que la presión de salida de gas bajó de 36 kg/cm<sup>2</sup> a 10 kg/cm<sup>2</sup>, mientras que el tamaño de la flama pasó de 30 metros de altura a 4 m.

El incidente, ocurrió alrededor de las 18:30 horas, pero el flamazo se dio a las 23:00 horas. Un bombero y un empleado de la compañía Infraestructura Carretera quedaron con heridas leves.

Luego del estallido, las autoridades evacuaron la comunidad de Corralillos y cerraron la autopista México-Morelia, a la altura del kilómetro 461. Los evacuados fueron llevados a la Casa de la Cultura del municipio de Zapotlanejo.

En tanto, Pemex informó que personal especializado atendió el incendio ocasionado por la ruptura del ducto de 14"Ø (35 cm).

Pemex anunció que el abasto de combustible estuvo garantizado en todo momento, ya que solo se suspendió el flujo en el tramo Abasolo-Guadalajara, mientras que continuó en operación otro gasoducto que va de Cactus, Chiapas, a Abasolo, Guanajuato, ya que la única terminal de distribución de Pemex-Gas afectada fue la de Guadalajara, pero ésta cuenta con suficiente producto almacenado para cumplir con su programa de distribución.



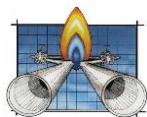
**Fotos VI.1.3 y VI.1.4** Incendio en el municipio de Zapotlanejo, Jalisco, debido a una fuga de gas natural.

Fuente: [CNN México](http://CNN México). 19 de Octubre del 2012.

Explosión en Gasoductos de PEMEX, en el municipio de Pedro Escobedo, Estado de Querétaro.

Seis trabajadores de PEMEX resultaron heridos al ocurrir una explosión mientras trabajaban controlando la fuga de un gasoducto en el municipio de Pedro Escobedo.

La fuga fue detectada a la altura de la comunidad Las Postas, en un ducto de 14"Ø correspondiente al tramo Cactus-Guadalajara, tras un percance ocasionado por una retroexcavadora que operaba en el lugar instalando equipo de riego.



Unos 200 pobladores de la localidad fueron evacuados y concentrados en un albergue habilitado en el auditorio municipal de Pedro Escobedo, además de que fueron cerradas las Válvulas de Seccionamiento (V.S.), que permiten la circulación del gas por ese tramo y personal del sector Ductos de Salamanca y de Petroquímica acudieron a efectuar las reparaciones necesarias, según informó la paraestatal.

Dos días después se reportó la situación bajo control y la gente volvió a sus actividades normales. Sin embargo, más tarde un grupo de trabajadores permanecía efectuando tareas para concluir con la reparación del gasoducto, cuando se produjo el flamazo, aparentemente por un error de los mismos técnicos.

En un comunicado, Pemex confirmó que ya no existe riesgo para la población de la zona según los monitoreos efectuados, pero adjudicó a una falta de seguridad y errores de protocolo el percance ocurrido a los trabajadores.

**Fuente: [Proceso.com.mx](http://Proceso.com.mx). 28 de Marzo del 2013.**

#### *Fuga de Gas Natural en Gasoductos de PEMEX, en el Estado de Veracruz.*

Petróleos Mexicanos (PEMEX) informó que a las 2:00 a.m. del día 10 de Septiembre del 2007, el sistema SCADA detectó una pérdida de presión inusual en seis puntos de diferentes ductos en el estado de Veracruz ocasionados por actos premeditados, por lo que de inmediato suspendió el suministro de gas natural en dichas líneas. La baja de presión fue ocasionada por explosiones en los siguientes puntos:

7. Válvula de Seccionamiento (V.S.), del gasoducto de cuarenta y ocho pulgadas de diámetro (48"Φ), que coincide con Gas Natural de Cactus - San Fernando, a la altura del municipio La Antigua, sin que se presentara incendio. Sin embargo, por motivos de seguridad, Protección Civil estatal realizó la evacuación de los habitantes que se encontraban cerca del evento,
8. Válvula de Seccionamiento (V.S.), en el mismo gasoducto de 48"Φ, a la altura del Río Actopan, en el cual se registró un incendio,
9. Trampa de diablos del gasoducto de 48"Φ, Cempoala - Santa Ana, a la altura de Delicias, Tlaxcala., en la cual no se presentó incendio,
10. Válvula de Seccionamiento (V.S.), en el gasoducto de 30"Φ, de Minatitlán Veracruz - México D.F. y en el ducto de 24"Φ Cactus, Chiapas – Guadalajara, Jalisco.
11. Válvula de Seccionamiento (V.S.), en el mismo gasoducto de 30" (Minatitlán, Veracruz – México, D.F.), además del ducto de 24"Φ (Cactus – Guadalajara), poliducto de 12"Φ y oleoducto de 24"Φ en el Municipio La Balastlera, donde se presentaron incendios debidos a las fugas.
12. Cruce aéreo Algodonera en el gasoducto de 30"Φ, Minatitlán – México, D.F., poliducto de 12"Φ y Oleoducto de 30"Φ, en los cuales se presentó incendio.

Sin embargo, cabe mencionar que cada una de las situaciones de emergencia fue controlada oportunamente por personal de la paraestatal, además de protección civil estatal y municipal.

**Fuente: [Frente de Trabajadores de la Energía de México](#).  
[FTE México Energía](#).**

#### *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.



De acuerdo con los primeros reportes generados, una de las máquinas que son utilizadas para la construcción de un puente peatonal, ubicado sobre la avenida Central, rompió uno de los ductos que conducen gas natural, propiedad y administrado por la empresa MAXIGAS, así lo indicó el gobierno municipal de Ecatepec, estado de México.

Para evitar riesgos mayores las autoridades cerraron la circulación de la avenida Central frente al centro comercial Las Américas.

Al lugar acudieron de inmediato elementos del cuerpo de bomberos y Protección Civil, así como de la policía estatal y municipal para tratar de reparar la fuga en uno de los tubos de conducción del gas natural.

**Fuente: Periódico El Universal, 06 de Septiembre del 2011**

#### *Fuga en Gasoducto ubicado en el Distrito Federal.*

El día 10 de Mayo del 2009, elementos del Cuerpo de Bomberos controlaron una fuga de gas natural que se presentó en el perímetro de la colonia CTM Culhuacán sección V, la cual provocó alerta entre los vecinos del lugar.

Reportes de Secretaría de Seguridad Pública del Distrito Federal (SSPDF) indican que los hechos tuvieron lugar en la zona que se ubica sobre la avenida Santa Ana, casi al cruce con Rosa María Sequeira, en la referida colonia de la delegación Coyoacán.

Fueron vecinos y peatones los que reportaron un olor a gas en la zona, por lo que al sitio se movilizaron bomberos y personal de Protección Civil, quienes ubicaron una fisura en un tubo alimentador de gas natural de 4"Φ.

La zona fue acordonada por la policía capitalina mientras se trabajaba para sellar el tubo de gas fracturado. La circulación vehicular se mantuvo abierta y sólo se restringió el paso en el carril de extrema derecha de Santa Ana, con dirección a la Escuela Naval Militar.

Reportes de la Secretaría de Protección Civil capitalina indicaron que como medida preventiva se desalojó a 65 personas de un edificio habitacional cercano y de un plantel de nivel preescolar.

La fuga fue controlada y no se reportaron intoxicaciones ni personas afectadas.

**Fuente: Noticias Terra TV, 11 de Mayo del 2009.**

#### *Fuga en gasoducto propiedad de PEMEX en el municipio de Las Choapas, Veracruz.*

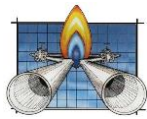
El 21 de Octubre del 2011, personal activo de Pemex Exploración y Producción (PEP), controló una fuga de gas natural que se presentó en el gasoducto de 6" Φ que va de la Estación de Compresoras El Plan, a la Batería Los Soldados, ubicado en el kilómetro 3 dentro del municipio de Las Choapas, Veracruz.

Personal de Mantenimiento a Ductos del Sector Operativo El Plan, procedió a bloquear las válvulas, dejando la línea fuera de operación, y realizar la reparación correspondiente, así como la restauración del área afectada.

Asimismo, personal de Seguridad Física acordonó el lugar en coordinación con personal militar de la Base de Operación El Plan, como medida preventiva.

PEMEX Exploración y Producción realizó el análisis de integridad mecánica para determinar la causa del incidente, y declaró que no hubo lesiones en el lugar ni afectaciones por intoxicación.

**Fuente: Periódico Excelsior, 22 de Octubre del 2011.**



*Fuga en gasoducto propiedad de PEMEX en el municipio de San Pedro de las Colonias, Coahuila.*

El día 25 de Enero del 2011, personal especializado de Petróleos Mexicanos (PEMEX) controló una fuga de gas natural detectada en el kilómetro 283+007 del gasoducto de 18"Φ Monterrey, N. L. - Chávez, Coahuila ubicado en las inmediaciones del municipio de Francisco I. Madero, Coahuila.

Al tenerse conocimiento de los hechos, de inmediato los técnicos de la paraestatal procedieron a sacar de operación el gasoducto para realizar los movimientos operativos e iniciar los trabajos de reparación del ducto. Personal del Sector Torreón de PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB), en coordinación con autoridades de Protección Civil, Bomberos y la Dirección de Seguridad Pública de San Pedro de las Colonias, trabajaron conjuntamente para la atención, control y erradicación del incidente.

Como medida preventiva, se determinó necesaria la evacuación de dos empresas maquiladoras, además de dos instituciones educativas de nivel medio superior y superior.

**Fuente: Periódico El Universal, 26 de Enero del 2011.**

*Fuga en gasoducto propiedad de PEMEX en la ciudad de Pachuca, Hidalgo.*

El 30 de Noviembre del 2010, Petróleos Mexicanos (PEMEX) puso bajo control una fuga de gas natural que se había registrado en un gasoducto de 6"Φ en el tramo que corre de Ranchería - Minera Autlán en el kilómetro 39, dentro del municipio de Villas de Tezontepec en el estado de Hidalgo.

A través del área de comunicación social de la paraestatal, se informó que la fuga fue ocasionada por un acto vandálico y pudo ser detectada durante los trabajos de control que realiza PGPB.

Explicó que la perforación en el ducto y artefactos se dio durante los trabajos que realizaron personas ajenas a la dependencia para la instalación de una toma clandestina. Como medida de seguridad se suspendió de manera momentánea la operación del ducto afectado.

A fin de evitar algún riesgo a la población, se bloquearon las válvulas de bombeo y se disminuyó la presión del fluido para proceder a su reparación. Se destacó la importancia de mantener la vigilancia en la red nacional de ductos a cargo del personal de seguridad de PEMEX-PGPB.

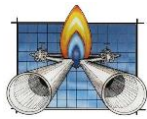
**Fuente: Periódico Vanguardia, 01 de Diciembre del 2010.**

*Fuga en gasoducto propiedad de PEMEX en Cosamaloapan, Veracruz.*

El 24 de Agosto del 2011 se generó una fuga de gas natural en los pozos de PEMEX que atraviesan el ejido Fernando López Arias, ubicado a 15 km de la cabecera municipal de Cosamaloapan, Veracruz.

La fuga se originó en la tarde del Miércoles 24 de Agosto, en una válvula en el Pozo de PEMEX denominado "CEHUALACA", Protección Civil Municipal recibió el reporte de parte de habitantes que se encontraban muy alarmados, también se informó a Protección Civil del Estado, para que se tomaran las medidas conducentes con dicha paraestatal, ya que el objetivo fundamental de Protección Civil es la salvaguarda de la integridad física de la población, de su patrimonio y el entorno ambiental

Al lugar de la fuga, se presentó el Coordinador regional de protección civil, la unidad Municipal de Protección Civil Cosamaloapan, acudiendo posteriormente personal de PEMEX-PGPB encargado de Producción de Campo Alquimia.



La fuga de gas, se controló por la mañana del jueves siguiente, realizando el personal de PEMEX-PGPB los trabajos de cierre de ductos y mantenimiento pertinentes.

Fuente: Periódico Vanguardia.

#### **VI.5 Identificar los puntos probables de riesgo, empleando metodologías específicas cuyos alcances y profundidad de identificación sean similares.**

Los Estudios de Riesgo Ambiental (ERA), involucran principalmente tres grandes temas; la identificación de los riesgos, la probabilidad de ocurrencia de accidentes o eventos y el análisis de consecuencias.

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

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

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

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

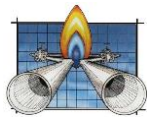
Para la identificación de los riesgos involucrados con el transporte de gas natural, se analizarán las condiciones de operación tanto de los gasoductos involucrados como de sus instalaciones superficiales, mediante los diagramas de tubería e instrumentación del sistema para transporte de gas natural, así como las memorias técnico - descriptivas de cada una de las instalaciones mencionadas.

En base al análisis de falla, se identificarán aquellos puntos vulnerables donde exista mayor probabilidad de riesgo de que ocurra un evento no deseado, los cuales estarán dados principalmente por tuberías, filtros, válvulas, medidores de flujo, uniones y equipos de regulación, los cuales son instrumentos expuestos a fallas por rotura o por simple defecto de fabricación, además de que el riesgo aumenta si éstos no son conservados debidamente por la deficiente aplicación del programa de mantenimiento y la supervisión constante de los mismos, sin descartar fallas por el factor humano, vandalismo o actividades antropogénicas.

Así mismo, se identificaron todos aquellos puntos importantes por donde se proyecta el sistema para transporte de gas natural, el cual quedará alojado dentro de carreteras Estatales y caminos agrícolas, por lo que se pondrá especial atención en la zona debido a la existencia de vegetación natural e inducida, así como por los asentamientos humanos rurales existentes en el área de influencia del proyecto.

Aunado a lo anterior, se identificaron aquellos puntos importantes donde la presencia de algún evento no deseado, como una explosión o un incendio en el sistema para transporte, puedan afectar a instalaciones de alto riesgo, en las que se manejen sustancias peligrosas, ya que en caso de ocurrir una fuga de gas natural que entre en contacto con una fuente de ignición, puede llegar a ocasionar un chorro de fuego que afecte a dichas instalaciones, y que por las características de inflamabilidad de las sustancias que en ellas se maneje, el evento pueda desencadenar un evento mayor, con mayores repercusiones a la infraestructura de la zona y daños al medio ambiente.

Una vez identificados los riesgos presentes en la operación del sistema para transporte de gas natural, se evalúa la probabilidad de ocurrencia de accidentes o eventos relacionados con dichos riesgos, en base a datos históricos ocurridos en condiciones semejantes de operación, así como en base a las



recomendaciones de falla del fabricante de los instrumentos de medición, control y regulación, para así determinar cuantitativamente la probabilidad de que ocurran accidentes en el trayecto del sistema para transporte, mismos que puedan afectar a la población circundante y al medio ambiente, principalmente.

Al definir la probabilidad de ocurrencia de accidentes de una forma analítica y objetiva, aplicando métodos cualitativa y cuantitativamente, se determina el análisis de las consecuencias y los resultados que se pueden obtener en caso de ocurrir un evento catastrófico en la operación del gasoducto, lo cual se realiza, empleando las metodologías específicas para obtener las consecuencias de los eventos lo más objetivo posible, tal es el caso del Análisis HAZOP y Árbol de Fallas, mismos que se describen más adelante.

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

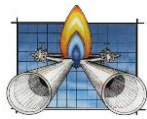
### **VI.2.1 Análisis HAZOP**

El método Hazop (**HAZ**ard and **OP**erability “Riesgo y Operabilidad”) o análisis de Riesgo y de Operabilidad se concentra en una metodología mediante un enfoque sistemático para identificar tanto riesgos como problemas de operabilidad, más del 80% de las recomendaciones del estudio son problemas de operabilidad y no problemas de riesgo. Aunque la identificación de riesgos es el tema principal, los problemas de operabilidad se examinan, ya que tienen el potencial de producir riesgos en los procesos, que resulten en violaciones ambientales y/o laborales o tener un impacto negativo en la productividad.

El análisis de operación y riesgo Hazop, es el método más amplio y reconocido para realizar un análisis de riesgo en procesos industriales. El análisis HAZOP, es un estudio que identifica cada desviación posible de un diseño, de una operación o de una afectación cualquiera, además de todas las posibles causas y consecuencias que pueden ocurrir en las condiciones más adversas para el proceso, siendo así, éste sirve para identificar problemas de seguridad y mejorar la operabilidad de una instalación industrial.

El carácter sistemático del análisis, se realiza con un examen basado en la aplicación sucesiva de una serie de palabras guía, que tienen por objeto proporcionar una estructura de razonamiento, capaz de facilitar la identificación de desviaciones ocasionadas por múltiples causas, para determinar la flexibilidad de las respuestas a afectaciones por errores humanos, fallas de materiales y causas externas a la red, principalmente. De la misma forma se efectúa el análisis para la parte operativa del proceso comprendiendo el control, el mantenimiento y la supervisión del mismo. Cada vez que una desviación razonable es identificada, se analizan sus causas, consecuencias y posibles acciones correctivas, plasmándose en un registro ordenado de los datos y resultados.

El proceso del Hazop involucra aplicar de una manera sistemática, todas las combinaciones relevantes de palabras claves, al proyecto bajo estudio, en un esfuerzo de descubrir los problemas potenciales. Los resultados se registran, en un formato de tabla o matriz con encabezados principales, identificados por palabras guía.



A continuación se mencionan las palabras utilizadas en la metodología Hazop.

*Palabras Claves.*

- Flujo,
- Reacción,
- Reducción,
- Adición,
- Reducción,
- Temperatura,
- Prueba,
- Nivel,
- Mantenimiento,
- Mezclado.
- Viscosidad,
- Muestreo,
- Presión,
- Instrumentación,
- Nivel,
- Corrosión/erosión,
- Composición,
- Separación,

*Palabras Operacionales.*

- Aislamiento,
- Inspección,
- Drenaje,
- Mantenimiento,
- Ventilación,
- Arranque,
- Purgado,
- Paro.

*Palabras Secundarias.*

Cuando las palabras secundarias se combinan con las primarias, sugieren desviaciones o problemas potenciales. Un listado estándar de las palabras utilizadas se menciona a continuación:

Desviación	Descripción
No	Negación del intento de diseño.
Más	Incremento cuantitativo.
Menos	Decremento cuantitativo.
Además de	Incremento cualitativo.
Parte de	Decremento cualitativo.
Reversa	Opuesto lógico del intento.
Otro que	Sustitución completa.

El presente Estudio de Riesgo Ambiental (ERA), contempla los riesgos en el Área de Influencia (AI) del sistema para transporte de gas natural, al socio comercial que es donde tendrá incidencia el sistema para transporte de gas natural, así como a aquellos puntos en los que las instalaciones representen un alto riesgo de incendio.

La selección de los nodos a considerar para la evaluación de riesgos en la operación del sistema para transporte de gas natural propiedad de la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., fue realizada a través de una evaluación de los puntos que representan mayor riesgo a la población por su densidad en el área, en aquellos puntos medulares que ponen en riesgo al sistema y que pueden causar afectaciones a infraestructura urbana.

Para cada uno de los nodos se incluye:

- Las consideraciones de cada escenario,
- Tabla resumen del escenario, eventos, radios de afectación, radiación térmica, sobrepresiones, chorro horizontal y sus respectivas figuras,



- Efectos sobre la población e infraestructura existente en la Zona de Amortiguamiento (ZA) y Zona de Alto Riesgo (ZAR),

Relación de Escenarios determinados para la realización del análisis de riesgos:

4. Rotura diametral del gasoducto de 8" D.N. en acero al carbón a la salida de la Estación de Medición (EM) en las coordenadas 22° 27' 53,06" Latitud Norte y 97° 59' 11,62" Longitud oeste,
5. Rotura diametral del gasoducto de 8" D.N. en acero al carbón en las coordenadas 22° 27' 25,92" Latitud Norte y 97° 58' 53,16" Longitud Oeste,
6. Rotura diametral del gasoducto de 8" D.N. en acero al carbón a la entrada de la Estación de Regulación y Medición "Dynasol" en las coordenadas 22° 26' 51,71" Latitud Norte y 97° 58' 15,56" Longitud Oeste.

**Ver Anexo 4.** Planos del proyecto.

### **VI.2.2. Evaluación y Jerarquización de Riesgos y descripción general de la técnica utilizada**

Para seleccionar la metodología a emplear en el presente Estudio de Riesgo Ambiental (ERA), se definió el nivel de riesgo (0, 1, 2 ó 3) requerido, obteniéndose un nivel de riesgo 0, para ductos terrestres.

La técnica utilizada para identificar los riesgos en las áreas operativas se describe a continuación:

#### **▪ Método Análisis de Riesgo y de Operabilidad de los Procesos (HAZOP)**

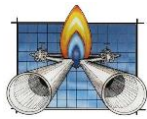
La metodología HAZOP es una técnica cualitativa para la identificación de riesgos. El método involucra, la investigación de desviaciones de procesos o equipos, realizado por un grupo de individuos con experiencia en las diferentes áreas tales como; ingeniería, producción, mantenimiento, química y seguridad. Se identifican tanto riesgos como problemas de operabilidad, más del 80% de las recomendaciones del estudio son problemas de operabilidad y no precisamente, problemas de riesgo, estos problemas se deben examinar, ya que tienen el potencial de producir riesgos en los procesos, que resulten en violaciones ambientales y/o laborales o tener un impacto negativo en la productividad.

El procedimiento HAZOP, involucra tener una descripción y documentación completa de la planta o proceso a realizar (en este caso un gasoducto), y sistemáticamente cuestionar cada parte, para identificar como se pueden producir desviaciones del intento de diseño. Una vez identificados, se hace una evaluación, para determinar si tales desviaciones y sus consecuencias, pueden tener un efecto negativo en la seguridad y operación eficiente del gasoducto.

El HAZOP aporta recomendaciones de seguridad adicionales a la revisión de sistemas y equipos, además permite identificar acciones críticas y debe ser una lista en forma evaluar o recomendar acciones para remediar la situación. Los resultados tabulados de tabla que contenga los hallazgos del equipo los cuales incluyen la identificación de los riesgos del proceso, los problemas operativos, las causas, las consecuencias, las salvaguardas y las recomendaciones.

**Ver Anexo 5.** HAZOP.

#### **▪ Evaluación y Jerarquización de Riesgo**



Como resultado de los análisis realizados en base a las memorias técnico descriptivas y diagramas de instrumentación de la Estación de Medición (E.M), de la Estación de Regulación y Medición (ERM) y gasoductos del sistema para transporte, se tomaron en cuenta aquellos sucesos donde estuvieran involucrados los eventos similares ocurridos en otras zonas donde se realizará la instalación del proyecto, por lo que se tomaron en cuenta los accesorios tales como: válvulas, medidores, bridas, reguladores y tuberías de conducción, para la determinación de las desviaciones, causas y consecuencias de eventos producidos por fallas mecánicas o de operabilidad. Para establecer las probabilidades de que se presenten las desviaciones establecidas en cada uno de los nodos, se empleó el método Árbol de Fallas, mediante el software FaultrEASE, Arthur D'Little, versión 2.0, metodología que se describe en el siguiente punto. Así mismo con literatura especializada como: Loss Prevention in the Process Industries. Frank P. Less, second edition, volume I, II y III.

- **Árbol de Fallas.**

El Árbol de Fallas es una herramienta empleada para el análisis de cómo pueden llegar a ocurrir y de las posibles interrelaciones entre los eventos. Se trata de un proceso deductivo que permite determinar cómo puede tener lugar un suceso en particular apoyando en la cuantificación de los riesgos involucrados.

El árbol de fallas descompone un accidente en sus elementos contribuyentes, ya sean éstos, fallas humanas o de equipos del proceso y sucesos externos, principalmente.

El resultado es una representación lógica en la que aparecen cadenas de sucesos capaces de generar un suceso culminante que ocupa la cúspide del árbol.

De manera sistemática y lógica se representan las combinaciones de las situaciones que pueden dar lugar a la producción del "evento a evitar", conformando niveles sucesivos de tal manera que cada suceso esté generado a partir de sucesos del nivel inferior, siendo el nexo de unión entre niveles la existencia de "operadores o puertas lógicas (OR y AND)".

El árbol se desarrolla en sus distintas ramas hasta alcanzar una serie de "sucesos básicos", denominados así porque no precisan de otros anteriores a ellos para ser explicados. También alguna rama puede terminar por alcanzar un "suceso no desarrollado" en otros, sea por falta de información o por la poca utilidad de analizar las causas que lo producen.

La metodología empleada consiste en representar cada interrelación con un símbolo del álgebra de Boole. Si para la ocurrencia de un evento se requiere que dos o más condiciones se cumplan simultáneamente, utilizamos el símbolo "AND" y si para la ocurrencia sólo se requiere que una de dos o más condiciones se cumpla, usamos la compuerta "OR". Multiplicando y/o sumando todas las probabilidades de los eventos contribuyentes unidos mediante una misma compuerta "AND" o "OR", se obtiene la probabilidad del evento del siguiente nivel jerárquico.

En este caso de analizar los modos y efectos de fallas del gasoducto, se utilizan modelos de fallas de componentes y se analizan sus efectos potenciales a partir de parámetros disponibles en información bibliográfica especializada, para cada tipo de fallas.

El árbol de fallas es un diagrama lógico que muestra las interrelaciones entre el evento no deseado en un sistema (efecto) y las razones para el evento (causas). Las razones pueden ser condiciones ambientales o eventos normales que se espera que ocurran en la vida del sistema y fallas de componentes específicos. Así, un árbol de fallas construido coherentemente muestra las diferentes combinaciones de fallas y otros eventos los cuales pueden guiar a un evento no deseado.

Como primer paso en la evaluación cuantitativa de los riesgos en gasoductos, se estima las frecuencias de ocurrencia expresadas en eventos por año. Para tal fin se tomará en cuenta las características de extensión del sistema para transporte de gas natural propiedad de la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V..



**Tubería a instalar en el sistema para transporte de gas natural**

Tubería	Longitud (m)
Acero al Carbón de 8"Ø	3 359

Conforme datos publicados en: Stewart, R. M. 1971, Hazard Analysis—A Quantitative Approach to Safety, Less, F.P. 1980, Loss Prevention in the Process Industries, la frecuencia de falla en una tubería de acero al carbón es de  $0,93 \times 10^{-3}$  km/año.

Así mismo, conforme a datos publicados en: Reliability Technology Op., manifiestan que una fuga por causas externas para tuberías en acero al carbón, tiene una frecuencia de  $2,5 \times 10^{-3}$  km/año.

Las frecuencias estimadas por distintos autores están determinadas con soportes matemáticos de bancos de información seleccionados por éstos y aplicados a estadística inferencial. Así el inverso de estos valores expresa el tiempo que puede transcurrir entre un evento y otro en un mismo sistema.

**Probabilidades de una deflagración por fuga en tuberías**

Material	Longitud (km)	Frecuencias de falla por km/año	Eventos por año
Tubería en acero al carbón	3,35	$9,3 \times 10^{-4}$	0,00311

Para la determinación de la cifra anterior derivada de la aplicación del análisis de árbol de fallas, se consideró que los eventos están influenciados por dos aspectos: Que sólo el 30% de las fugas presentadas en el sistema alcanza a tener ignición y sólo el 30% no es localizada antes de esta ignición.

Los valores de frecuencia de ocurrencia utilizados tienen fundamento en la estadística inferencial, pero la mejor fuente de información de eventos ocurridos en un sistema para transporte de gas natural, serán los que la empresa contiene en sus propias estadísticas, dado que la construcción del presente sistema para transporte de gas natural aún no ha entrado en operación, no se cuenta con las mismas.

Lo anterior no permite establecer un valor de probabilidad de ocurrencia fundamentado en el comportamiento de eventos de fuga del propio sistema para transporte, por lo que nos referiremos a estadísticas citadas en publicaciones especializadas en la actividad.

**Probabilidades de un evento por causas externas**

Material	Longitud (km)	Frecuencias de falla por km/año	Eventos por año
Tubería en acero al carbón	3,35	$2,5 \times 10^{-3}$	0,00837

De la información anterior es fácil resumir que las probabilidades de ocurrencia de eventos en el sistema son notoriamente superiores y por afectaciones de terceros, por lo que la empresa debe concentrar esfuerzos en vigilar la posible afectación por trabajos de personas ajenas a la encargada de la seguridad del sistema para transporte de gas natural.



### Probabilidad de ocurrencia en la tubería

Para la determinación del valor de probabilidad en la tubería se recurrirá a un árbol de fallas, que contenga los elementos de mayor ponderación al riesgo, determinados en el análisis HAZOP.

Mediante la asignación de probabilidades de cada evento que pueda tener participación en el riesgo, la probabilidad de su ocurrencia puede ser calculada. Una vez procesados los datos se obtiene la probabilidad de ocurrencia de un evento final. Las probabilidades pueden ser clasificadas de varias formas, como se muestran en la siguiente tabla.

### Valor de probabilidad de ocurrencia de fallas en Estaciones de Regulación.

Nivel	Probabilidad	Descripción	Comportamiento individual de falla
A	$10^{-1}$	Frecuente	Ocurre frecuentemente
B	$10^{-2}$	Probable	Ocurre varias veces
C	$10^{-3}$	Ocasional	Ocurre algunas veces
D	$10^{-4}$	Remoto	No ocurre pero es posible que ocurra
E	$10^{-5}$	Improbable	Difícil que ocurra no existen experiencias

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

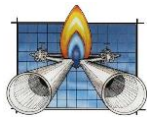
Una vez elaborado el árbol de fallas para cada riesgo determinado, se pueden dar las asignaciones de probabilidad de ocurrencia a cada falla que participe en distintos eventos que conformen su posible desarrollo.

El riesgo a analizar bajo esta metodología es el de incendio en las trayectorias de los gasoductos que conforman el sistema para transporte, generando una explosión, según las características de la nube que pudiera ser formada en cuanto a su dispersión y a la existencia de una fuente de ignición en la zona, por lo tanto la probabilidad de su ocurrencia se rige por una compuerta AND, ya que el incendio sólo podrá generarse con la combinación de una fuga de gas natural y la existencia de una fuente de ignición.

La generación de una fuga en la tubería del sistema para transporte podrá darse a raíz de tres causas: falta o falla de mantenimiento, situación que puede originar la pérdida de integridad de alguno de los componentes, por una posible sobrepresión que cause una falla en la hermeticidad de los componentes de la instalación o equipo y por fallas en las medidas de seguridad física del mismo sistema, que podría facilitar el vandalismo o accidentes provocados por terceras personas.

Cada uno de estos posibles eventos es analizado en capas inferiores determinando combinaciones de sucesos que llevan a compuertas AND y OR dando un valor final a la probabilidad de su ocurrencia.

La presencia de la fuente de ignición se analiza a partir de tres eventos independientes y por lo tanto se aplica una compuerta OR, y son: la posibilidad de una chispa generada por un acto inseguro de los trabajadores de la empresa encargada de la operación y mantenimiento, al estar realizando actividades con equipo eléctrico, corte y soldadura, principalmente. Otra de las causas que se considera es un incendio externo que puede ser originado por terceras personas o incendio de hierba seca o basura en las temporadas de sequía y temperaturas altas, así como la posibilidad de una fuente de ignición generada por fenómenos meteorológicos (rayo).



Una vez desarrollado el análisis cualitativo se asignan los valores de probabilidad de ocurrencia, basándose en la estimación de que sucedan, sustentándose en la experiencia de eventos ocurridos durante la vida útil del proyecto, en la propia experiencia del personal que opera y mantiene una instalación y en el conocimiento de sucesos ocurridos en sistemas para transporte de gas natural o distribución similares. Lo anterior utilizando los valores de probabilidad sugeridos por el Instituto de Ingenieros Eléctricos del Reino Unido en el año 2004, para la determinación de probabilidades de ocurrencia de falla en circuitos eléctricos, utilizando la metodología FTA.

En el diagrama del análisis de árbol de fallas (FTA), se muestran las interrelaciones de posibles eventos y el valor de la estimación de sus probabilidades.

Los árboles de fallas se presentan en el **Anexo 8**, en donde se puede observar cada una de las probabilidades calculadas para el riesgo de fuga que en caso de encontrar una fuente de ignición desencadenaría un incendio y explosión.

## **VI.6 Determinar los radios potenciales de afectación.**

### **VI.3.1 Justificación de los modelos de simulación.**

Por la naturaleza de las actividades que realiza la empresa, se tienen riesgos potenciales en todas las secciones y componentes que constituyen el sistema para transporte. En todo el sistema existen una serie de uniones, accesorios y equipos que pueden llegar a fallar bajo determinadas circunstancias y dado que están sometidas a presión interna positiva, en caso de fallas la emisión del gas natural a la atmósfera es inmediata.

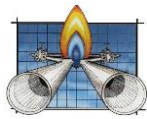
Una fuga procedente de las tuberías, equipos y accesorios, deriva en el traslado de una masa de gas a través de la atmósfera en forma de una nube limitada geoméricamente o de una pluma gaseosa, con un punto de escape y una masa extendida en la dirección del viento y con la distribución de distintas concentraciones en su interior.

Ambas formas de emisión, están sometidas a un grado creciente de dilución en el aire que hace que las concentraciones en la nube o en la pluma vayan disminuyendo conforme transcurre el tiempo y se alejan del punto de emisión. El grado de dilución depende de varios factores siendo los más relevantes la cantidad de material emitida, la densidad de la nube de gas, la estabilidad de la atmósfera y la altura del punto de emisión.

La evaluación de los riesgos a través de los escenarios más probables junto a la simulación de los eventos máximos definidos con el software SCRI Modelos Versión 4.4 y SCRI Fuego Versión 1.4, permite determinar las áreas potencialmente vulnerables, de tal manera que se generen recomendaciones para evitar la ocurrencia del evento o contar con la protección adecuada en caso de que este ocurra. Para las actividades de operación y mantenimiento del sistema para transporte de gas natural, se han identificado los escenarios de riesgo potencial, los cuales involucran eventos por incendio que a su vez podrían desencadenar una explosión.

### **Modelación de Dispersión de la pluma (Isoconcentraciones).**

El modelo de dispersión en aire usado en este análisis de riesgo, para predecir concentraciones para los peores escenarios, fue el SCRI (Modelos atmosféricos para simulación de contaminación y riesgos industriales) en su versión 4.4, este modelo tiene su concepción original en 1985 a través del sistema de información rápida de impacto ambiental "SIRIA", basándose primordialmente en técnicas metodológicas de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA).



El modelo SCRI es utilizado para predecir concentraciones puntuales de exposición de un contaminante de una fuente emisora y sirve para caracterizar otras fuentes de emisión en una instalación industrial sean puntuales, de área, o volumétricas tanto a nivel del suelo como a alturas elevadas. Se basa en análisis de velocidades de viento en conjunción con las condiciones del contaminante emitido.

El modelo de pluma Gaussiana o el Modelo para Gas Pesado son usados en este modelo para estimar las concentraciones en la dirección del viento desde la fuente, mediante la predicción de la forma en que la pluma se dispersará a las condiciones establecidas.

Además, el modelo puede tomar en cuenta factores aerodinámicos, efectos de fricción en edificios, dispersión inducida por fuerzas boyantes y precipitación gravitacional de partículas.

Esas opciones son particularmente útiles para estimar el comportamiento de la pluma en los alrededores de las estructuras de los edificios. El modelo SCRI estima concentraciones al nivel del suelo a distancias específicas alrededor de la fuente emisora. El usuario puede definir receptores en coordenadas polares o cartesianas además de lugares de recepción discretos.

### **Modelación de Explosiones (Sobrepresión).**

Para realizar las simulaciones de los efectos por sobrepresiones en los escenarios definidos para el presente estudio se utilizó el modelo SCRI Fuego (Modelos de Simulación para el análisis de consecuencias por Fuego y Explosiones) en la versión 1.4, el cual es un conjunto de herramientas, para simular en computadora; emisiones de contaminantes, fugas y derrames de productos tóxicos y daños por nubes explosivas, para estimar escenarios de afectación de emisiones continuas o instantáneas, bajo diversas condiciones meteorológicas, para estudios de riesgo e impacto ambiental, diseño de plantas e instalaciones industriales y apoyar en la capacitación y entrenamiento de personal, en el manejo de situaciones de emergencia.

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.

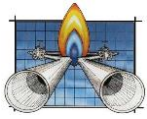
El efecto de una explosión se debe a la disipación de la energía liberada y una gran parte de la energía liberada se transforma en un incremento de presión en la atmósfera (sobrepresión explosiva).

### **Modelación de incendio.**

Este modelo calcula y proporciona los radios de la zona en donde el fuego provoca quemaduras a personas sin protección, dichos radios están dados en dos escalas que determinan quemaduras letales para el radio que delimita los 9,5 kW/m<sup>2</sup> y quemaduras de segundo grado para el radio que marca los 5 kW/m<sup>2</sup> de radiación. El modelo trabaja con los siguientes parámetros del gas natural:

- Peso molecular,
- Gravedad específica,
- Temperatura,
- Área del incendio.

El modelo asume que la velocidad del viento es insuficiente, como para mantener un área circular de fuego y que las personas expuestas no están protegidas completamente contra los efectos de la radiación térmica por el uso de cualquier ropa.



### Límites para definición de las áreas de riesgo y amortiguamiento.

Para poder definir los límites con los que se establecen los escenarios y las zonas de seguridad en el entorno de los mismos, se utilizan los criterios dados por la Dirección General de Materiales, Residuos y Actividades riesgosas del Instituto Nacional de Ecología.

En todos los escenarios definidos, los límites isopléticos para el análisis de dispersión fueron definidos para:

- Límite Superior de Explosividad (LSE) = 150 000 ppm (15%),
- Límite Inferior de Explosividad (LIE) = 50 000 ppm (5%),
- Valor propuesto para estimar las distancias a una concentración de 10 000 ppm (1%).

Mientras que para la radiación térmica y las sobrepresiones se cuenta con los siguientes valores definidos por el Instituto Nacional de Ecología de la SEMARNAT.

Inflamabilidad (radiación térmica).

- Zona de alto riesgo: 5 kW/m<sup>2</sup> (Kilowatt por metro cuadrado),
- Zona de medio riesgo: 3 kW/m<sup>2</sup>, (Kilowatt por metro cuadrado),
- Zona de bajo riesgo (amortiguamiento): 1,4 kW/m<sup>2</sup> (Kilowatt por metro cuadrado).

Explosividad (sobrepresión)

- Zona de alto riesgo: 3,0 lb/plg<sup>2</sup> (Libras por pulgada cuadrada),
- Zona de medio riesgo: 1,0 lb/plg<sup>2</sup> (Libras por pulgada cuadrada),
- Zona de bajo riesgo (amortiguamiento): 0,5 lb/plg<sup>2</sup> (Libras por pulgada cuadrada).

Una evaluación del riesgo sólo queda completa si se conocen las consecuencias de un accidente por muy eventual que sea. Por este motivo, la última etapa de una evaluación de riesgo consiste en analizar las consecuencias de un accidente potencial importante en el sistema para transporte de gas natural y su efecto en las inmediaciones de la instalación y en el medio ambiente.

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

En la práctica, el análisis de consecuencias atiende los siguientes factores:

- Término de la fuente,
- Dispersión,
- Efecto.

### **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.



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 VI.3.1.1.** 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, se generan a través de una serie de ondas expansivas, de tal forma que las ondas de mayor presión están situadas formando una circunferencia cercana al centro de la nube y las de menor presión se sitúan en circunferencias de diámetros mayores. La tabla siguiente muestra la relación entre la sobrepresión y el tipo de daño asociado

**Tabla VI.3.1.2.** 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.

### VI.3.2 Descripción de los Escenarios.

Los parámetros utilizados para realizar las simulaciones, fueron en base a lo establecido por la guía SEMARNAT, así mismo, las condiciones ambientales consideradas fueron tomadas de la Guía COMERI 144 rev 1.

**Tabla VI.3.2.1** Criterios para el análisis de consecuencias.

	TOXICIDAD (CONCENTRACIÓN)	INFLAMABILIDAD (RADIACION TERMICA)	EXPLOSIVIDAD (SOBREPRESION)
Zona de Alto Riesgo	IDLH	5 KW/m <sup>2</sup> o 1 500 BTU/Pie <sup>2</sup> h	1 psi (lb/plg <sup>2</sup> )



<b>Zona de Amortiguamiento</b>	TLV <sub>8</sub> o TLV <sub>15</sub>	1,4 KW/m <sup>2</sup> o 440 BTU/Pie <sup>2</sup> h	0,5 psi (lb/plg <sup>2</sup> )
--------------------------------	--------------------------------------	--	--------------------------------

**Tabla VI.3.2.2** Condiciones Ambientales.

<b>Condiciones Ambientales</b>	
Temperatura Ambiental	25°C
Humedad Relativa	50%,
Estabilidad/Viento	1,5 m/s

Los escenarios que se describen a continuación, corresponden a fugas de gas que alcanzan una fuente de ignición (JET FIRE) y sobrepresión provocada por nubes explosivas, en tramos específicos de la trayectoria del sistema para transporte de gas natural, conformada principalmente por gasoductos en polietileno de alta densidad.

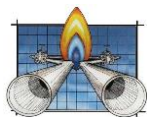
**Escenario 1. Rotura diametral al 100% y 20% del gasoducto de 8" D.N. en acero al carbón a la salida de la Estación de Medición (EM) en las coordenadas 22° 27' 53,06" Latitud Norte y 97° 59' 11,62" Longitud oeste.**

Ocurre una fuga de gas natural en el gasoducto de 8"Ø en acero al carbón que opera a una presión de 1 765,2 kPa, debido a la rotura diametral del 100% (para el evento más catastrófico) y del 20% (para el evento más probable), a causa de daños provocados por terceros (**vandalismo, terrorismo y/o afectaciones por maquinaria pesada**), lo cual provoca que se fugue el gas natural durante un periodo de tiempo hasta entrar en contacto con una fuente de ignición.

Consideraciones.

- El tiempo máximo de respuesta por parte del personal operativo para mitigar la fuga se considera de 15 minutos, debido a que el sistema para transporte de gas natural contará con un sistema de monitoreo de presión, temperatura y flujo, los cuales estarán siendo monitoreados las 24 hrs. del día por el personal encargado de la operación. Además de contar con válvulas de corte automático que bloquean el suministro de gas en caso de detectar una caída de presión en cualquier punto del sistema para transporte de gas natural.
- El gas natural que se escapa por la rotura diametral, entra en contacto con una fuente de ignición (chispa), a causa de la electricidad estática presente en el gasoducto o por la circulación de un vehículo sobre la vialidad por donde se instalará el proyecto, lo cual causa un Chorro de Fuego (Jet Fire).
- El gas inflamable que se escapa por la rotura diametral del gasoducto, forma una atmósfera explosiva la cual alcanza un punto de ignición (chispa) generado por un vehículo al transitar por la zona a los 60 segundos de concentración de la nube, originando una explosión no confinada.
- El tipo de liberación de la fuga es continuo durante los 840 segundos que dura el chorro de fuego.
- El diámetro del orificio es de 203,2 mm para la rotura del 100% y 40,64 mm para la rotura del 20%, de la tubería.

Condiciones ambientales y de operación.



- Temperatura del Gas en la tubería: 18°C,
- Velocidad del viento: 1,5 m/s,
- Humedad relativa: 50%,
- Presión del gas en la tubería: 18 kg/cm<sup>2</sup> (1 765,2 kPa)
- Altura de la fuente de emisión: 0 m.

## RESULTADOS DE SIMULACIONES

Tabla Resumen

Fuente de emisión:	Rotura de	Resultados
Chorro horizontal	100%	61,84 kg/s
Chorro horizontal	20%	2,52 kg/s

Para mayor detalle Ver Anexo 6. Resultados de las simulaciones con software SCRI.

### Concentración.

A fin de visualizar los efectos de la concentración alcanzada en la nube formada por la fuga de gas en el presente escenario, se considera que la altura de la fuga es a nivel de piso.

Una vez realizada la simulación se obtuvieron los siguientes resultados:

**Fuga de Gas Natural en el Escenario 1.** Gasoducto de 8"Ø a la salida de la Estación de Medición.

Tabla Resumen

Límite isoplético (ppm)	Máxima distancia isoplética (m) 100%	Límite isoplético (ppm)	Máxima distancia isoplética (m) 20%
10 000	238,73	1 000	64,14
50 000	35,09	5 000	0
150 000	0	15 000	0

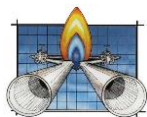
Para mayor detalle Ver Anexo 6. Resultados de las simulaciones con software SCRI.

Una fuga en el gasoducto de 8"Ø, de las características estipuladas para el escenario, puede originar un incendio (si existiera la presencia de una fuente de ignición), causando severos daños en la infraestructura aledaña a la zona o a los propios componentes del sistema para transporte de gas natural.

Lo anterior expresa que una fuga con rotura del 100% del diámetro, no alcanzará el límite superior de explosividad, sin embargo, el límite inferior de explosividad lo alcanzará a los 35,09 m; la concentración de 10 000 ppm a 238,79 m, significan que hasta esa distancia la concentración del gas en la nube será de 1%.

Los análisis desarrollados son cálculos que suponen comportamientos ideales y sin tomar en cuenta una serie de factores mecánicos o climáticos, de la fuente de emisión, lo que lleva a tomar los resultados como aproximaciones a un comportamiento real del evento.

### Fuego y Explosión:



Una vez identificados los riesgos en un sistema, es necesario evaluar los efectos de su ocurrencia en términos de sus consecuencias hacia las personas y sus bienes materiales.

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 se sienta dolor.

La evaluación de los efectos térmicos en el escenario reporta que el gas fugado por el orificio de 203,2 mm del gasoducto de 8" de diámetro a 1 765,2 kPa de presión, en caso de encontrar una fuente de ignición tendría los siguientes radios de afectación, considerando como tiempo de exposición 60 segundos, así los resultados son la radiación a la que se expone una persona por cada minuto que permanece frente al siniestro:

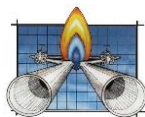
**Radios de afectación por radiación térmica en el Escenario 1.** Gasoducto de 8"Ø a la salida de la Estación de Medición

Intensidad de Radiación (kW/m <sup>2</sup> )	Distancia de los radios de afectación (Rotura del 100%)	Distancia de los radios de afectación (Rotura del 20%)
1,4	150,88 m	32,68 m
3	103,62 m	22,48 m
5	80,03 m	17,39 m

**Radios de afectación por Sobrepresión en el Escenario 1.** Gasoducto de 8"Ø a la salida de la Estación de Medición

Sobrepresión (psi)	Radios de Sobrepresión (Rotura del 100%)	Radios de Sobrepresión (Rotura del 20%)
0,5	325,24 m	111,93 m
1	191,33 m	65,84 m
3	83,82 m	28,84 m

Para mayor detalle Ver Anexo 6. Resultados de las simulaciones con software SCRI.



Chorro de Fuego al 100%.



SCRI-FUEGO

Modelos de Simulación para el Análisis de Consecuencias por Fuego y Explosiones

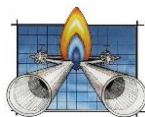
Modelo de radiación térmica por chorro de fuego (JETFIRE)

TÍTULO DE LA MODELACIÓN			
1. Escenario al 100%			
DESCRIPCIÓN			
Chorro de fuego por una fuga de gas natural provocada por la ruptura diámetro del 100% del gasoducto de 8" D.N. en acero al carbón, que opera a una presión de 18 kg/cm <sup>2</sup>			
DATOS DE LA SUSTANCIA			
Nombre	METANO (METHANE)	Sinónimos	
No. CAS	74-82-8	FIRE DAMP	
Nombre CAS	METHANE	MARSH GAS	
Nombre IUPAC	METHANE	METHYL HYDRIDE	
Familia	N-ALCANOS (N-ALKANES)	REFRIGERANT 50	
Subfamilia	()		
Fórmula	CH <sub>4</sub>		
Estructura	CH <sub>4</sub>		
PARAMETROS DE ENTRADA			
Peso molecular		16.042 kg/kmol	
Calor de combustión		50029.000 kJ/kg	
Concentración estequiométrica		9.5 %	
Temperatura de ebullición		111.7 K (-161.5 °C)	
Humedad relativa		70 %	
Temperatura ambiente		293.2 K (20.0 °C)	
CARACTERÍSTICAS DEL FUEGO			
Diámetro del orificio		0.203 m	
Presión en la tubería		1765.200 kPa	
Coefficiente de descarga		0.630	
Longitud de la flama		43.10 m	
Altura de la base del fuego		0.00 m	
Fracción de energía radiada		0.2	
Tasa de emisión de masa		61.84393 kg /s	
Clase de emisión		Flujo Sónico	
RADIACIÓN CALCULADA A DISTANCIAS ESPECÍFICAS			
Distancia a nivel de piso (m)	Distancia a fuente puntual (m)	Transmisividad	Radiación (kW/m <sup>2</sup> )
1.00	21.57	0.79	83.26
2.00	21.64	0.79	82.70
3.00	21.76	0.79	81.79
4.00	21.92	0.79	80.55
5.00	22.12	0.78	79.00
6.00	22.37	0.78	77.18
7.00	22.66	0.78	75.14
8.00	22.98	0.78	72.91
9.00	23.35	0.78	70.54
10.00	23.75	0.78	68.06
DISTANCIA CALCULADA A NIVEL DE PISO DE NIVELES DE RADIACIÓN ESPECÍFICOS			
Radiación (kW/m <sup>2</sup> )	Distancia (m)	Dosis (W/m <sup>2</sup> ) <sup>4/3</sup> s tiempo de exposición= 60.00s	Dosis (W/m <sup>2</sup> ) <sup>4/3</sup> s tiempo de duración= 300.00 s
1.40	150.88	9.40 E+05	4.70 E+06
3.00	103.62	2.60 E+06	1.30 E+07
5.00	80.03	5.13 E+06	2.56 E+07
DISTANCIA CALCULADA A NIVEL DE PISO DE DOSIS DE RADIACIÓN ESPECÍFICAS			
Dosis (W/m <sup>2</sup> ) <sup>4/3</sup> s	Distancia (m)		
9.397 E+05	270.70		
2.596 E+06	187.33		
5.130 E+06	146.10		



Ingenieria Ambiental Consultores, S.A. de C.V.

Atlix, Tamaulipas.



Chorro de Fuego al 20%.



SCRI-FUEGO

Modelos de Simulación para el Análisis de Consecuencias por Fuego y Explosiones

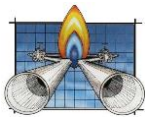
Modelo de radiación térmica por chorro de fuego (JETFIRE)

TÍTULO DE LA MODELACIÓN			
2. Escenario al 20%			
DESCRIPCIÓN			
Chorro de fuego por una fuga de gas natural provocada por la ruptura diámetro del 20% del gasoducto de 8" D.N. en acero al carbón, que opera a una presión de 18 kg/cm2			
DATOS DE LA SUSTANCIA			
Nombre	METANO (METHANE)	Sinónimos	
No. CAS	74-82-8	FIRE DAMP	
Nombre CAS	METHANE	MARSH GAS	
Nombre IUPAC	METHANE	METHYL HYDRIDE	
Familia	N-ALCANOS (N-ALKANES)	REFRIGERANT 50	
Subfamilia	()		
Fórmula	CH4		
Estructura	CH4		
PARAMETROS DE ENTRADA			
Peso molecular			16.042 kg/kmol
Calor de combustión			50029.000 kJ/kg
Concentración estequiométrica			9.5 %
Temperatura de ebullición			111.7 K (-161.5 °C)
Humedad relativa			70 %
Temperatura ambiente			293.2 K (20.0 °C)
CARACTERÍSTICAS DEL FUEGO			
Diámetro del orificio			0.041 m
Presión en la tubería			1765.200 kPa
Coefficiente de descarga			0.630
Longitud de la flama			8.70 m
Altura de la base del fuego			0.00 m
Fracción de energía radiada			0.2
Tasa de emisión de masa			2.52274 kg /s
Clase de emisión			Flujo Sónico
RADIACIÓN CALCULADA A DISTANCIAS ESPECÍFICAS			
Distancia a nivel de piso (m)	Distancia a fuente puntual (m)	Transmisividad	Radiación (kW/m2)
1.00	4.47	0.91	91.33
2.00	4.79	0.90	78.88
3.00	5.29	0.89	64.19
4.00	5.91	0.88	50.82
5.00	6.63	0.87	40.00
6.00	7.41	0.87	31.67
7.00	8.24	0.86	25.36
8.00	9.11	0.85	20.59
9.00	10.00	0.84	16.95
10.00	10.91	0.84	14.13
DISTANCIA CALCULADA A NIVEL DE PISO DE NIVELES DE RADIACIÓN ESPECÍFICOS			
Radiación (kW/m2)	Distancia (m)	Dosis (W/m2) <sup>4/3</sup> s tiempo de exposición= 60.00s	Dosis (W/m2) <sup>4/3</sup> s tiempo de duración= 300.00 s
1.40	32.68	9.40 E+05	4.70 E+06
3.00	22.48	2.60 E+06	1.30 E+07
5.00	17.39	5.13 E+06	2.56 E+07
DISTANCIA CALCULADA A NIVEL DE PISO DE DOSIS DE RADIACIÓN ESPECÍFICAS			
Dosis (W/m2) <sup>4/3</sup> s	Distancia (m)		
9.397 E+05	58.59		
2.596 E+06	40.56		
5.130 E+06	31.65		



Ingeniería Ambiental Consultores, S.A. de C.V.

Altamira, Tamaulipas.



**Explosión no Confinada al 100%.**



**SCRI-FUEGO**

Modelos de Simulación para el Análisis de Consecuencias por Fuego y Explosiones

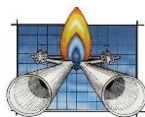
**Modelo de sobrepresión provocada por nubes explosivas**

TÍTULO DE LA MODELACIÓN					
3. Escenario al 100%					
DESCRIPCIÓN					
Explosión no confinada ocasionado por una fuga de gas natural debido a la ruptura diámetro del 100% del gasoducto de 8" D.N. en acero al carbón, que opera a una presión de 18 kg/cm <sup>2</sup>					
DATOS DE LA SUSTANCIA					
Nombre	METANO (METHANE)			Sinónimos	
No. CAS	74-82-8			FIRE DAMP	
Nombre CAS	METHANE			MARSH GAS	
Nombre IUPAC	METHANE			METHYL HYDRIDE	
Familia	N-ALCANOS (N-ALKANES)			REFRIGERANT 50	
Subfamilia	()				
Fórmula	CH <sub>4</sub>				
Estructura	CH <sub>4</sub>				
PARAMETROS DE ENTRADA					
Peso del material en la nube				3710.00 kg	
Factor de Eficiencia Explosiva				0.03	
Límite Inferior de Explosividad				5.0 %	
Límite Superior de Explosividad				15.0 %	
Calor de Combustión				50029.00 kJ/kg	
Calor de Combustión del TNT (RMP)				4680.00 kJ/kg	
Masa Equivalente en TNT				1189.79 kg	
Distancia mínima de cálculo				0.71	
Distancia máxima de cálculo				423.85	
Distancia total del cálculo				423.14	
PRESION CALCULADA A DISTANCIAS DE INTERÉS					
Distancia (m)	Presión (kPa)	Presión (psi)	Tiempo de llegada (ms)	Impulso específico (Pa-s)	Duración del impulso (ms)
5.00	5335.53	773.86	0.13	166.84	0.26
10.00	1531.72	222.16	0.42	234.63	1.42
20.00	324.16	47.02	1.52	142.12	2.04
30.00	130.82	18.97	3.20	97.63	2.69
50.00	47.84	6.94	7.54	62.39	3.70
70.00	27.22	3.95	12.43	45.98	4.18
100.00	16.05	2.33	20.09	32.79	4.70
150.00	9.36	1.36	33.19	22.16	5.35
200.00	6.52	0.95	46.63	16.78	5.84
DISTANCIAS CALCULADAS SEGÚN LAS PRESIONES DE INTERÉS					
Presión (kPa)	Presión (psi)	Distancia (m)	Tiempo de llegada (ms)	Impulso específico (Pa-s)	Duración del impulso (ms)
206.84	30.00	24.36	2.19	117.96	2.15
172.37	25.00	26.43	2.55	109.42	2.30
137.89	20.00	29.27	3.06	99.79	2.60
103.42	15.00	33.54	3.89	88.48	2.96
68.95	10.00	41.07	5.49	74.14	3.37
34.47	5.00	60.47	10.06	52.60	3.98
20.68	3.00	83.82	15.93	38.82	4.44
6.89	1.00	191.33	44.28	17.52	5.76
3.45	0.50	325.24	80.91	10.38	6.65



Ingeniería Ambiental Consultores, S.A. de C.V.

Atamira, Tamaulipas.



**Explosión no Confinada al 20%.**



**SCRI-FUEGO**

Modelos de Simulación para el Análisis de Consecuencias por Fuego y Explosiones

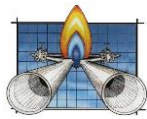
Modelo de sobrepresión provocada por nubes explosivas

TÍTULO DE LA MODELACIÓN					
4. Escenario al 20%					
DESCRIPCIÓN					
Explosión no confinada ocasionado por una fuga de gas natural debido a la ruptura diámetro del 20% del gasoducto de 8" D.N. en acero al carbón, que opera a una presión de 18 kg/cm <sup>2</sup>					
DATOS DE LA SUSTANCIA					
Nombre	METANO (METHANE)	Sinónimos			
No. CAS	74-82-8	FIRE DAMP			
Nombre CAS	METHANE	MARSH GAS			
Nombre IUPAC	METHANE	METHYL HYDRIDE			
Familia	N-ALCANOS (N-ALKANES)	REFRIGERANT 50			
Subfamilia	()				
Fórmula	CH <sub>4</sub>				
Estructura	CH <sub>4</sub>				
PARAMETROS DE ENTRADA					
Peso del material en la nube					151.20 kg
Factor de Eficiencia Explosiva					0.03
Límite Inferior de Explosividad					5.0 %
Límite Superior de Explosividad					15.0 %
Calor de Combustión					50029.00 kJ/kg
Calor de Combustión del TNT (RMP)					4680.00 kJ/kg
Masa Equivalente en TNT					48.49 kg
Distancia mínima de cálculo					0.25
Distancia máxima de cálculo					145.86
Distancia total del cálculo					145.62
PRESION CALCULADA A DISTANCIAS DE INTERÉS					
Distancia (m)	Presión (kPa)	Presión (psi)	Tiempo de Llegada (ms)	Impulso específico (Pa-s)	Duración del impulso (ms)
5.00	676.44	98.11	0.84	192.20	2.21
10.00	140.11	20.32	3.02	100.45	2.58
20.00	36.84	5.34	9.49	54.53	3.92
30.00	19.53	2.83	16.79	37.40	4.49
50.00	9.75	1.41	31.94	22.85	5.30
70.00	6.39	0.93	47.56	16.51	5.87
100.00	4.03	0.58	71.43	11.63	6.46
150.00					
200.00					
DISTANCIAS CALCULADAS SEGÚN LAS PRESIONES DE INTERÉS					
Presión (kPa)	Presión (psi)	Distancia (m)	Tiempo de Llegada (ms)	Impulso específico (Pa-s)	Duración del impulso (ms)
206.84	30.00	8.38	2.19	117.96	2.15
172.37	25.00	9.10	2.55	109.42	2.30
137.89	20.00	10.07	3.06	99.79	2.60
103.42	15.00	11.54	3.89	88.48	2.96
68.95	10.00	14.13	5.49	74.14	3.37
34.47	5.00	20.81	10.06	52.60	3.98
20.68	3.00	28.84	15.93	38.82	4.44
6.89	1.00	65.84	44.28	17.52	5.76
3.45	0.50	111.93	80.91	10.38	6.65



Ingeniería Ambiental Consultores, S.A. de C.V.

Altamira, Tamaulipas.



**Escenario 2. Rotura diametral al 100% y 20% del gasoducto de 8" D.N. en acero al carbón en las coordenadas 22° 27' 25,92" Latitud Norte y 97° 58' 53,16" Longitud Oeste.**

Ocurre una fuga de gas natural en el gasoducto de 8"Ø en acero al carbón que opera a una presión de 1 765,2 kPa, debido a la rotura diametral del 100% (para el evento más catastrófico) y del 20% (para el evento más probable), a causa de daños provocados por terceros (**vandalismo, terrorismo y/o afectaciones por maquinaria pesada**), lo cual provoca que se fugue el gas natural durante un periodo de tiempo hasta entrar en contacto con una fuente de ignición.

Consideraciones.

- El tiempo máximo de respuesta por parte del personal operativo para mitigar la fuga se considera de 15 minutos, debido a que el sistema para transporte de gas natural contará con un sistema de monitoreo de presión, temperatura y flujo, los cuales estarán siendo monitoreados las 24 hrs. del día por el personal encargado de la operación. Además de contar con válvulas de corte automático que bloquean el suministro de gas en caso de detectar una caída de presión en cualquier punto del sistema para transporte de gas natural.
- El gas natural que se escapa por la rotura diametral, entra en contacto con una fuente de ignición (chispa), a causa de la electricidad estática presente en el gasoducto o por la circulación de un vehículo sobre la vialidad por donde se instalará el proyecto, lo cual causa un Chorro de Fuego (Jet Fire).
- El gas inflamable que se escapa por la rotura diametral del gasoducto, forma una atmósfera explosiva la cual alcanza un punto de ignición (chispa) generado por un vehículo al transitar por la zona a los 60 segundos de concentración de la nube, originando una explosión no confinada.
- El tipo de liberación de la fuga es continuo durante los 840 segundos que dura el chorro de fuego.
- El diámetro del orificio es de 203,2 mm para la rotura del 100% y 40,64 mm para la rotura del 20%, del gasoducto.

Condiciones ambientales y de operación.

- Temperatura del Gas en la tubería: 18°C,
- Velocidad del viento: 1,5 m/s,
- Humedad relativa: 50%,
- Presión del gas en la tubería: 18 kg/cm<sup>2</sup> (1 765,2 kPa)
- Altura de la fuente de emisión: 0 m.

**RESULTADOS DE SIMULACIONES**

**Tabla Resumen**

Fuente de emisión:	Rotura de	Resultados
Chorro horizontal	100%	61,84 kg/s
Chorro horizontal	20%	2,52 kg/s

**Para mayor detalle Ver Anexo 6. Resultados de las simulaciones con software SCRI.**



### Concentración.

A fin de visualizar los efectos de la concentración alcanzada en la nube formada por la fuga de gas en el presente escenario, se considera que la altura de la fuga es a nivel de piso.

Una vez realizada la simulación se obtuvieron los siguientes resultados:

### Fuga de Gas Natural en el Escenario 2. Gasoducto de 8"Ø.

Tabla Resumen

Límite isoplético (ppm)	Máxima distancia isoplética (m) 100%	Límite isoplético (ppm)	Máxima distancia isoplética (m) 20%
10 000	238,73	1 000	64,14
50 000	35,09	5 000	0
150 000	0	15 000	0

Para mayor detalle Ver Anexo 6. Resultados de las simulaciones con software SCRI.

Una fuga en el gasoducto de 8"Ø, de las características estipuladas para el escenario, puede originar un incendio (si existiera la presencia de una fuente de ignición), causando severos daños en la infraestructura aledaña a la zona o a los propios componentes del sistema para transporte de gas natural.

Lo anterior expresa que una fuga con rotura del 100% del diámetro, no alcanzará el límite superior de explosividad, sin embargo, el límite inferior de explosividad lo alcanzará a los 35,09 m; la concentración de 10 000 ppm a 238,73 m, significan que hasta esa distancia la concentración del gas en la nube será de 1%.

Los análisis desarrollados son cálculos que suponen comportamientos ideales y sin tomar en cuenta una serie de factores mecánicos o climáticos, de la fuente de emisión, lo que lleva a tomar los resultados como aproximaciones a un comportamiento real del evento.

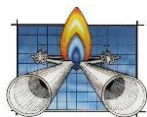
### Fuego y Explosión:

Una vez identificados los riesgos en un sistema, es necesario evaluar los efectos de su ocurrencia en términos de sus consecuencias hacia las personas y sus bienes materiales.

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 se sienta dolor.

La evaluación de los efectos térmicos en el escenario reporta que el gas fugado por el orificio de 203,2 mm del gasoducto de 8" de diámetro a 1 765,2 kPa de presión, en caso de encontrar una fuente de ignición tendría los siguientes radios de afectación, considerando como tiempo de exposición 60 segundos, así los resultados son la radiación a la que se expone una persona por cada minuto que permanece frente al siniestro:



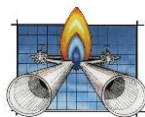
**Radios de afectación por radiación térmica en el Escenario 2. Gasoducto de 8"Ø**

Intensidad de Radiación (kW/m <sup>2</sup> )	Distancia de los radios de afectación (Rotura del 100%)	Distancia de los radios de afectación (Rotura del 20%)
1,4	150,88 m	32,68 m
3	103,62 m	22,48 m
5	80,03 m	17,39 m

**Radios de afectación por Sobrepresión en el Escenario 2. Gasoducto de 8"Ø**

Sobrepresión (psi)	Radios de Sobrepresión (Rotura del 100%)	Radios de Sobrepresión (Rotura del 20%)
0,5	325,24 m	111,93 m
1	191,33 m	65,84 m
3	83,82 m	28,84 m

Para mayor detalle Ver Anexo 6. Resultados de las simulaciones con software SCRI.



Chorro de Fuego al 100%.



SCRI-FUEGO

Modelos de Simulación para el Análisis de Consecuencias por Fuego y Explosiones

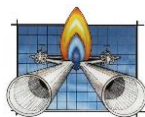
Modelo de radiación térmica por chorro de fuego (JETFIRE)

TÍTULO DE LA MODELACIÓN			
1. Escenario al 100%			
DESCRIPCIÓN			
Chorro de fuego por una fuga de gas natural provocada por la ruptura diámetro del 100% del gasoducto de 8" D.N. en acero al carbón, que opera a una presión de 18 kg/cm <sup>2</sup>			
DATOS DE LA SUSTANCIA			
Nombre	METANO (METHANE)	Sinónimos	
No. CAS	74-82-8	FIRE DAMP	
Nombre CAS	METHANE	MARSH GAS	
Nombre IUPAC	METHANE	METHYL HYDRIDE	
Familia	N-ALCANOS (N-ALKANES)	REFRIGERANT 50	
Subfamilia	()		
Fórmula	CH <sub>4</sub>		
Estructura	CH <sub>4</sub>		
PARAMETROS DE ENTRADA			
Peso molecular		16.042 kg/kmol	
Calor de combustión		50029.000 kJ/kg	
Concentración estequiométrica		9.5 %	
Temperatura de ebullición		111.7 K (-161.5 °C)	
Humedad relativa		70 %	
Temperatura ambiente		293.2 K (20.0 °C)	
CARACTERÍSTICAS DEL FUEGO			
Diámetro del orificio		0.203 m	
Presión en la tubería		1765.200 kPa	
Coefficiente de descarga		0.630	
Longitud de la flama		43.10 m	
Altura de la base del fuego		0.00 m	
Fracción de energía radiada		0.2	
Tasa de emisión de masa		61.84393 kg /s	
Clase de emisión		Flujo Sónico	
RADIACIÓN CALCULADA A DISTANCIAS ESPECÍFICAS			
Distancia a nivel de piso (m)	Distancia a fuente puntual (m)	Transmisividad	Radiación (kW/m <sup>2</sup> )
1.00	21.57	0.79	83.26
2.00	21.64	0.79	82.70
3.00	21.76	0.79	81.79
4.00	21.92	0.79	80.55
5.00	22.12	0.78	79.00
6.00	22.37	0.78	77.18
7.00	22.66	0.78	75.14
8.00	22.98	0.78	72.91
9.00	23.35	0.78	70.54
10.00	23.75	0.78	68.06
DISTANCIA CALCULADA A NIVEL DE PISO DE NIVELES DE RADIACIÓN ESPECÍFICOS			
Radiación (kW/m <sup>2</sup> )	Distancia (m)	Dosis (W/m <sup>2</sup> ) <sup>4/3</sup> s tiempo de exposición= 60.00s	Dosis (W/m <sup>2</sup> ) <sup>4/3</sup> s tiempo de duración= 300.00 s
1.40	150.88	9.40 E+05	4.70 E+06
3.00	103.62	2.60 E+06	1.30 E+07
5.00	80.03	5.13 E+06	2.56 E+07
DISTANCIA CALCULADA A NIVEL DE PISO DE DOSIS DE RADIACIÓN ESPECÍFICAS			
Dosis (W/m <sup>2</sup> ) <sup>4/3</sup> s	Distancia (m)		
9.397 E+05	270.70		
2.596 E+06	187.33		
5.130 E+06	146.10		



Ingeniería Ambiental Consultores, S.A. de C.V.

Atlix, Tamaulipas.



## Chorro de Fuego al 20%.



## SCRI-FUEGO

Modelos de Simulación para el Análisis de Consecuencias por Fuego y Explosiones

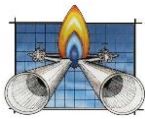
## Modelo de radiación térmica por chorro de fuego (JETFIRE)

TÍTULO DE LA MODELACIÓN			
2. Escenario al 20%			
DESCRIPCIÓN			
Chorro de fuego por una fuga de gas natural provocada por la ruptura diámetro del 20% del gasoducto de 8" D.N. en acero al carbón, que opera a una presión de 18 kg/cm <sup>2</sup>			
DATOS DE LA SUSTANCIA			
Nombre	METANO (METHANE)	Sinónimos	
No. CAS	74-82-8	FIRE DAMP	
Nombre CAS	METHANE	MARSH GAS	
Nombre IUPAC	METHANE	METHYL HYDRIDE	
Familia	N-ALCANOS (N-ALKANES)	REFRIGERANT 50	
Subfamilia	()		
Fórmula	CH <sub>4</sub>		
Estructura	CH <sub>4</sub>		
PARAMETROS DE ENTRADA			
Peso molecular		16.042 kg/kmol	
Calor de combustión		50029.000 kJ/kg	
Concentración estequiométrica		9.5 %	
Temperatura de ebullición		111.7 K (-161.5 °C)	
Humedad relativa		70 %	
Temperatura ambiente		293.2 K (20.0 °C)	
CARACTERÍSTICAS DEL FUEGO			
Diámetro del orificio		0.041 m	
Presión en la tubería		1765.200 kPa	
Coefficiente de descarga		0.630	
Longitud de la flama		8.70 m	
Altura de la base del fuego		0.00 m	
Fracción de energía radiada		0.2	
Tasa de emisión de masa		2.52274 kg /s	
Clase de emisión		Flujo Sónico	
RADIACIÓN CALCULADA A DISTANCIAS ESPECÍFICAS			
Distancia a nivel de piso (m)	Distancia a fuente puntual (m)	Transmisividad	Radiación (kW/m <sup>2</sup> )
1.00	4.47	0.91	91.33
2.00	4.79	0.90	78.88
3.00	5.29	0.89	64.19
4.00	5.91	0.88	50.82
5.00	6.63	0.87	40.00
6.00	7.41	0.87	31.67
7.00	8.24	0.86	25.36
8.00	9.11	0.85	20.59
9.00	10.00	0.84	16.95
10.00	10.91	0.84	14.13
DISTANCIA CALCULADA A NIVEL DE PISO DE NIVELES DE RADIACIÓN ESPECÍFICOS			
Radiación (kW/m <sup>2</sup> )	Distancia (m)	Dosis (W/m <sup>2</sup> ) <sup>4/3</sup> s tiempo de exposición= 60.00s	Dosis (W/m <sup>2</sup> ) <sup>4/3</sup> s tiempo de duración= 300.00 s
1.40	32.68	9.40 E+05	4.70 E+06
3.00	22.48	2.60 E+06	1.30 E+07
5.00	17.39	5.13 E+06	2.56 E+07
DISTANCIA CALCULADA A NIVEL DE PISO DE DOSIS DE RADIACIÓN ESPECÍFICAS			
Dosis (W/m <sup>2</sup> ) <sup>4/3</sup> s	Distancia (m)		
9.397 E+05	58.59		
2.596 E+06	40.56		
5.130 E+06	31.65		



Ingeniería Ambiental Consultores, S.A. de C.V.

Atamira, Tamaulipas.



**Explosión no Confinada al 100%.**



**SCRI-FUEGO**

Modelos de Simulación para el Análisis de Consecuencias por Fuego y Explosiones

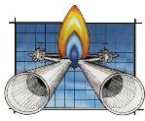
**Modelo de sobrepresión provocada por nubes explosivas**

TÍTULO DE LA MODELACIÓN					
3. Escenario al 100%					
DESCRIPCIÓN					
Explosión no confinada ocasionado por una fuga de gas natural debido a la ruptura diámetro del 100% del gasoducto de 8" D.N. en acero al carbón, que opera a una presión de 18 kg/cm2					
DATOS DE LA SUSTANCIA					
Nombre	METANO (METHANE)	Sinónimos			
No. CAS	74-82-8	FIRE DAMP			
Nombre CAS	METHANE	MARSH GAS			
Nombre IUPAC	METHANE	METHYL HYDRIDE			
Familia	N-ALCANOS (N-ALKANES)	REFRIGERANT 50			
Subfamilia	()				
Fórmula	CH4				
Estructura	CH4				
PARAMETROS DE ENTRADA					
Peso del material en la nube					3710.00 kg
Factor de Eficiencia Explosiva					0.03
Límite Inferior de Explosividad					5.0 %
Límite Superior de Explosividad					15.0 %
Calor de Combustión					50029.00 kJ/kg
Calor de Combustión del TNT (RMP)					4680.00 kJ/kg
Masa Equivalente en TNT					1189.79 kg
Distancia mínima de cálculo					0.71
Distancia máxima de cálculo					423.85
Distancia total del cálculo					423.14
PRESION CALCULADA A DISTANCIAS DE INTERÉS					
Distancia (m)	Presión (kPa)	Presión (psi)	Tiempo de llegada (ms)	Impulso específico (Pa-s)	Duración del impulso (ms)
5.00	5335.53	773.86	0.13	166.84	0.26
10.00	1531.72	222.16	0.42	234.63	1.42
20.00	324.16	47.02	1.52	142.12	2.04
30.00	130.82	18.97	3.20	97.63	2.69
50.00	47.84	6.94	7.54	62.39	3.70
70.00	27.22	3.95	12.43	45.98	4.18
100.00	16.05	2.33	20.09	32.79	4.70
150.00	9.36	1.36	33.19	22.16	5.35
200.00	6.52	0.95	46.63	16.78	5.84
DISTANCIAS CALCULADAS SEGÚN LAS PRESIONES DE INTERÉS					
Presión (kPa)	Presión (psi)	Distancia (m)	Tiempo de llegada (ms)	Impulso específico (Pa-s)	Duración del impulso (ms)
206.84	30.00	24.36	2.19	117.96	2.15
172.37	25.00	26.43	2.55	109.42	2.30
137.89	20.00	29.27	3.06	99.79	2.60
103.42	15.00	33.54	3.89	88.48	2.96
68.95	10.00	41.07	5.49	74.14	3.37
34.47	5.00	60.47	10.06	52.60	3.98
20.68	3.00	83.82	15.93	38.82	4.44
6.89	1.00	191.33	44.28	17.52	5.76
3.45	0.50	325.24	80.91	10.38	6.65



Ingeniería Ambiental Consultores, S.A. de C.V.

Atlix, Tamaulipas.



**Explosión no Confinada al 20%.**



**SCRI-FUEGO**

Modelos de Simulación para el Análisis de Consecuencias por Fuego y Explosiones

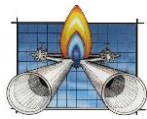
Modelo de sobrepresión provocada por nubes explosivas

TÍTULO DE LA MODELACIÓN					
4. Escenario al 20%					
DESCRIPCIÓN					
Explosión no confinada ocasionado por una fuga de gas natural debido a la ruptura diámetro del 20% del gasoducto de 8" D.N. en acero al carbón, que opera a una presión de 18 kg/cm <sup>2</sup>					
DATOS DE LA SUSTANCIA					
Nombre	METANO (METHANE)	Sinónimos			
No. CAS	74-82-8	FIRE DAMP			
Nombre CAS	METHANE	MARSH GAS			
Nombre IUPAC	METHANE	METHYL HYDRIDE			
Familia	N-ALCANOS (N-ALKANES)	REFRIGERANT 50			
Subfamilia	()				
Fórmula	CH <sub>4</sub>				
Estructura	CH <sub>4</sub>				
PARAMETROS DE ENTRADA					
Peso del material en la nube					151.20 kg
Factor de Eficiencia Explosiva					0.03
Límite Inferior de Explosividad					5.0 %
Límite Superior de Explosividad					15.0 %
Calor de Combustión					50029.00 kJ/kg
Calor de Combustión del TNT (RMP)					4680.00 kJ/kg
Masa Equivalente en TNT					48.49 kg
Distancia mínima de cálculo					0.25
Distancia máxima de cálculo					145.86
Distancia total del cálculo					145.62
PRESION CALCULADA A DISTANCIAS DE INTERÉS					
Distancia (m)	Presión (kPa)	Presión (psi)	Tiempo de Llegada (ms)	Impulso específico (Pa-s)	Duración del impulso (ms)
5.00	676.44	98.11	0.84	192.20	2.21
10.00	140.11	20.32	3.02	100.45	2.58
20.00	36.84	5.34	9.49	54.53	3.92
30.00	19.53	2.83	16.79	37.40	4.49
50.00	9.75	1.41	31.94	22.85	5.30
70.00	6.39	0.93	47.56	16.51	5.87
100.00	4.03	0.58	71.43	11.63	6.46
150.00					
200.00					
DISTANCIAS CALCULADAS SEGÚN LAS PRESIONES DE INTERÉS					
Presión (kPa)	Presión (psi)	Distancia (m)	Tiempo de Llegada (ms)	Impulso específico (Pa-s)	Duración del impulso (ms)
206.84	30.00	8.38	2.19	117.96	2.15
172.37	25.00	9.10	2.55	109.42	2.30
137.89	20.00	10.07	3.06	99.79	2.60
103.42	15.00	11.54	3.89	88.48	2.96
68.95	10.00	14.13	5.49	74.14	3.37
34.47	5.00	20.81	10.06	52.60	3.98
20.68	3.00	28.84	15.93	38.82	4.44
6.89	1.00	65.84	44.28	17.52	5.76
3.45	0.50	111.93	80.91	10.38	6.65



Ingeniería Ambiental Consultores, S.A. de C.V.

Altamira, Tamaulipas.



**Escenario 3. Rotura diametral al 100% y 20% del gasoducto de 8" D.N. en acero al carbón a la entrada de la Estación de Regulación y Medición "Dynasol" en las coordenadas 22° 26' 51,71" Latitud Norte y 97° 58' 15,56" Longitud Oeste.**

Ocurre una fuga de gas natural en el gasoducto de 8"Ø en acero al carbón que opera a una presión de 1 765,2 kPa, debido a la rotura diametral del 100% (para el evento más catastrófico) y del 20% (para el evento más probable), a causa de daños provocados por terceros (**vandalismo, terrorismo y/o afectaciones por maquinaria pesada**), lo cual provoca que se fugue el gas natural durante un periodo de tiempo hasta entrar en contacto con una fuente de ignición.

Consideraciones.

- El tiempo máximo de respuesta por parte del personal operativo para mitigar la fuga se considera de 15 minutos, debido a que el sistema para transporte de gas natural contará con un sistema de monitoreo de presión, temperatura y flujo, los cuales estarán siendo monitoreados las 24 hrs. del día por el personal encargado de la operación. Además de contar con válvulas de corte automático que bloquean el suministro de gas en caso de detectar una caída de presión en cualquier punto del sistema para transporte de gas natural.
- El gas natural que se escapa por la rotura diametral, entra en contacto con una fuente de ignición (chispa), a causa de la electricidad estática presente en el gasoducto o por la circulación de un vehículo sobre la vialidad por donde se instalará el proyecto, lo cual causa un Chorro de Fuego (Jet Fire).
- El gas inflamable que se escapa por la rotura diametral del gasoducto, forma una atmósfera explosiva la cual alcanza un punto de ignición (chispa) generado por un vehículo al transitar por la zona a los 60 segundos de concentración de la nube, originando una explosión no confinada.
- El tipo de liberación de la fuga es continuo durante los 840 segundos que dura el chorro de fuego.
- El diámetro del orificio es de 203,2 mm para la rotura del 100% y 40,64 mm para la rotura del 20%, del gasoducto.

Condiciones ambientales y de operación.

- Temperatura del Gas en la tubería: 18°C,
- Velocidad del viento: 1,5 m/s,
- Humedad relativa: 50%,
- Presión del gas en la tubería: 18 kg/cm<sup>2</sup> (1 765,2 kPa)
- Altura de la fuente de emisión: 0 m.

**RESULTADOS DE SIMULACIONES**

**Tabla Resumen**

Fuente de emisión:	Rotura de	Resultados
Chorro horizontal	100%	61,84 kg/s
Chorro horizontal	20%	2,52 kg/s

**Para mayor detalle Ver Anexo 6. Resultados de las simulaciones con software SCRI.**



### Concentración.

A fin de visualizar los efectos de la concentración alcanzada en la nube formada por la fuga de gas en el presente escenario, se considera que la altura de la fuga es a nivel de piso.

Una vez realizada la simulación se obtuvieron los siguientes resultados:

**Fuga de Gas Natural en el Escenario 3.** Gasoducto de 8"Ø a la entrada de la Estación de Regulación y Medición "Dynasol".

**Tabla Resumen**

Límite isoplético (ppm)	Máxima distancia isoplética (m) 100%	Límite isoplético (ppm)	Máxima distancia isoplética (m) 20%
10 000	238,73	1 000	64,14
50 000	35,09	5 000	0
150 000	0	15 000	0

**Para mayor detalle Ver Anexo 6.** Resultados de las simulaciones con software SCRI.

Una fuga en el gasoducto de 8"Ø, de las características estipuladas para el escenario, puede originar un incendio (si existiera la presencia de una fuente de ignición), causando severos daños en la infraestructura aledaña a la zona o a los propios componentes del sistema para transporte de gas natural.

Lo anterior expresa que una fuga con rotura del 100% del diámetro, no alcanzará el límite superior de explosividad, sin embargo, el límite inferior de explosividad lo alcanzará a los 35,09 m; la concentración de 10 000 ppm a 238,73 m, significan que hasta esa distancia la concentración del gas en la nube será de 1%.

Los análisis desarrollados son cálculos que suponen comportamientos ideales y sin tomar en cuenta una serie de factores mecánicos o climáticos, de la fuente de emisión, lo que lleva a tomar los resultados como aproximaciones a un comportamiento real del evento.

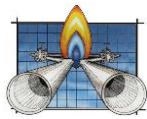
### Fuego y Explosión:

Una vez identificados los riesgos en un sistema, es necesario evaluar los efectos de su ocurrencia en términos de sus consecuencias hacia las personas y sus bienes materiales.

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 se sienta dolor.

La evaluación de los efectos térmicos en el escenario reporta que el gas fugado por el orificio de 203,2 mm del gasoducto de 8" de diámetro a 1 765,2 kPa de presión, en caso de encontrar una fuente de ignición tendría los siguientes radios de afectación, considerando como tiempo de exposición 60 segundos, así los resultados son la radiación a la que se expone una persona por cada minuto que permanece frente al siniestro:



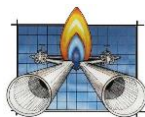
**Radios de afectación por radiación térmica en el Escenario 3.** Gasoducto de 8"Ø a la entrada de la Estación de Regulación y Medición "Dynasol"

Intensidad de Radiación (kW/m <sup>2</sup> )	Distancia de los radios de afectación (Rotura del 100%)	Distancia de los radios de afectación (Rotura del 20%)
1,4	150,88 m	32,68 m
3	103,62 m	22,48 m
5	80,03 m	17,39 m

**Radios de afectación por Sobrepresión en el Escenario 3.** Gasoducto de 8"Ø a la entrada de la Estación de Regulación y Medición "Dynasol"

Sobrepresión (psi)	Radios de Sobrepresión (Rotura del 100%)	Radios de Sobrepresión (Rotura del 20%)
0,5	325,24 m	111,93 m
1	191,33 m	65,84 m
3	83,82 m	28,84 m

Para mayor detalle Ver Anexo 6. Resultados de las simulaciones con software SCRI.



Chorro de Fuego al 100%.



SCRI-FUEGO

Modelos de Simulación para el Análisis de Consecuencias por Fuego y Explosiones

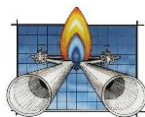
Modelo de radiación térmica por chorro de fuego (JETFIRE)

TÍTULO DE LA MODELACIÓN			
1. Escenario al 100%			
DESCRIPCIÓN			
Chorro de fuego por una fuga de gas natural provocada por la ruptura diámetro del 100% del gasoducto de 8" D.N. en acero al carbón, que opera a una presión de 18 kg/cm <sup>2</sup>			
DATOS DE LA SUSTANCIA			
Nombre	METANO (METHANE)	Sinónimos	
No. CAS	74-82-8	FIRE DAMP	
Nombre CAS	METHANE	MARSH GAS	
Nombre IUPAC	METHANE	METHYL HYDRIDE	
Familia	N-ALCANOS (N-ALKANES)	REFRIGERANT 50	
Subfamilia	()		
Fórmula	CH <sub>4</sub>		
Estructura	CH <sub>4</sub>		
PARAMETROS DE ENTRADA			
Peso molecular		16.042 kg/kmol	
Calor de combustión		50029.000 kJ/kg	
Concentración estequiométrica		9.5 %	
Temperatura de ebullición		111.7 K (-161.5 °C)	
Humedad relativa		70 %	
Temperatura ambiente		293.2 K (20.0 °C)	
CARACTERÍSTICAS DEL FUEGO			
Diámetro del orificio		0.203 m	
Presión en la tubería		1765.200 kPa	
Coefficiente de descarga		0.630	
Longitud de la flama		43.10 m	
Altura de la base del fuego		0.00 m	
Fracción de energía radiada		0.2	
Tasa de emisión de masa		61.84393 kg /s	
Clase de emisión		Flujo Sónico	
RADIACIÓN CALCULADA A DISTANCIAS ESPECÍFICAS			
Distancia a nivel de piso (m)	Distancia a fuente puntual (m)	Transmisividad	Radiación (kW/m <sup>2</sup> )
1.00	21.57	0.79	83.26
2.00	21.64	0.79	82.70
3.00	21.76	0.79	81.79
4.00	21.92	0.79	80.55
5.00	22.12	0.78	79.00
6.00	22.37	0.78	77.18
7.00	22.66	0.78	75.14
8.00	22.98	0.78	72.91
9.00	23.35	0.78	70.54
10.00	23.75	0.78	68.06
DISTANCIA CALCULADA A NIVEL DE PISO DE NIVELES DE RADIACIÓN ESPECÍFICOS			
Radiación (kW/m <sup>2</sup> )	Distancia (m)	Dosis (W/m <sup>2</sup> ) <sup>4/3</sup> s tiempo de exposición= 60.00s	Dosis (W/m <sup>2</sup> ) <sup>4/3</sup> s tiempo de duración= 300.00 s
1.40	150.88	9.40 E+05	4.70 E+06
3.00	103.62	2.60 E+06	1.30 E+07
5.00	80.03	5.13 E+06	2.56 E+07
DISTANCIA CALCULADA A NIVEL DE PISO DE DOSIS DE RADIACIÓN ESPECÍFICAS			
Dosis (W/m <sup>2</sup> ) <sup>4/3</sup> s	Distancia (m)		
9.397 E+05	270.70		
2.596 E+06	187.33		
5.130 E+06	146.10		



Ingeniería Ambiental Consultores, S.A. de C.V.

Atamira, Tamaulipas.



## Chorro de Fuego al 20%.



## SCRI-FUEGO

Modelos de Simulación para el Análisis de Consecuencias por Fuego y Explosiones

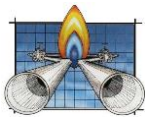
## Modelo de radiación térmica por chorro de fuego (JETFIRE)

TÍTULO DE LA MODELACIÓN			
2. Escenario al 20%			
DESCRIPCIÓN			
Chorro de fuego por una fuga de gas natural provocada por la ruptura diámetro del 20% del gasoducto de 8" D.N. en acero al carbón, que opera a una presión de 18 kg/cm <sup>2</sup>			
DATOS DE LA SUSTANCIA			
Nombre	METANO (METHANE)	Sinónimos	
No. CAS	74-82-8	FIRE DAMP	
Nombre CAS	METHANE	MARSH GAS	
Nombre IUPAC	METHANE	METHYL HYDRIDE	
Familia	N-ALCANOS (N-ALKANES)	REFRIGERANT 50	
Subfamilia	()		
Fórmula	CH <sub>4</sub>		
Estructura	CH <sub>4</sub>		
PARAMETROS DE ENTRADA			
Peso molecular		16.042 kg/kmol	
Calor de combustión		50029.000 kJ/kg	
Concentración estequiométrica		9.5 %	
Temperatura de ebullición		111.7 K (-161.5 °C)	
Humedad relativa		70 %	
Temperatura ambiente		293.2 K (20.0 °C)	
CARACTERÍSTICAS DEL FUEGO			
Diámetro del orificio		0.041 m	
Presión en la tubería		1765.200 kPa	
Coefficiente de descarga		0.630	
Longitud de la flama		8.70 m	
Altura de la base del fuego		0.00 m	
Fracción de energía radiada		0.2	
Tasa de emisión de masa		2.52274 kg /s	
Clase de emisión		Flujo Sónico	
RADIACIÓN CALCULADA A DISTANCIAS ESPECÍFICAS			
Distancia a nivel de piso (m)	Distancia a fuente puntual (m)	Transmisividad	Radiación (kW/m <sup>2</sup> )
1.00	4.47	0.91	91.33
2.00	4.79	0.90	78.88
3.00	5.29	0.89	64.19
4.00	5.91	0.88	50.82
5.00	6.63	0.87	40.00
6.00	7.41	0.87	31.67
7.00	8.24	0.86	25.36
8.00	9.11	0.85	20.59
9.00	10.00	0.84	16.95
10.00	10.91	0.84	14.13
DISTANCIA CALCULADA A NIVEL DE PISO DE NIVELES DE RADIACIÓN ESPECÍFICOS			
Radiación (kW/m <sup>2</sup> )	Distancia (m)	Dosis (W/m <sup>2</sup> ) <sup>4/3</sup> s tiempo de exposición= 60.00s	Dosis (W/m <sup>2</sup> ) <sup>4/3</sup> s tiempo de duración= 300.00 s
1.40	32.68	9.40 E+05	4.70 E+06
3.00	22.48	2.60 E+06	1.30 E+07
5.00	17.39	5.13 E+06	2.56 E+07
DISTANCIA CALCULADA A NIVEL DE PISO DE DOSIS DE RADIACIÓN ESPECÍFICAS			
Dosis (W/m <sup>2</sup> ) <sup>4/3</sup> s	Distancia (m)		
9.397 E+05	58.59		
2.596 E+06	40.56		
5.130 E+06	31.65		



Ingeniería Ambiental Consultores, S.A. de C.V.

Atamira, Tamaulipas.



**Explosión no Confinada al 100%.**



**SCRI-FUEGO**

Modelos de Simulación para el Análisis de Consecuencias por Fuego y Explosiones

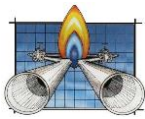
**Modelo de sobrepresión provocada por nubes explosivas**

TÍTULO DE LA MODELACIÓN					
3. Escenario al 100%					
DESCRIPCIÓN					
Explosión no confinada ocasionado por una fuga de gas natural debido a la ruptura diámetro del 100% del gasoducto de 8" D.N. en acero al carbón, que opera a una presión de 18 kg/cm <sup>2</sup>					
DATOS DE LA SUSTANCIA					
Nombre	METANO (METHANE)			Sinónimos	
No. CAS	74-82-8			FIRE DAMP	
Nombre CAS	METHANE			MARSH GAS	
Nombre IUPAC	METHANE			METHYL HYDRIDE	
Familia	N-ALCANOS (N-ALKANES)			REFRIGERANT 50	
Subfamilia	()				
Fórmula	CH <sub>4</sub>				
Estructura	CH <sub>4</sub>				
PARAMETROS DE ENTRADA					
Peso del material en la nube				3710.00 kg	
Factor de Eficiencia Explosiva				0.03	
Límite Inferior de Explosividad				5.0 %	
Límite Superior de Explosividad				15.0 %	
Calor de Combustión				50029.00 kJ/kg	
Calor de Combustión del TNT (RMP)				4680.00 kJ/kg	
Masa Equivalente en TNT				1189.79 kg	
Distancia mínima de cálculo				0.71	
Distancia máxima de cálculo				423.85	
Distancia total del cálculo				423.14	
PRESION CALCULADA A DISTANCIAS DE INTERÉS					
Distancia (m)	Presión (kPa)	Presión (psi)	Tiempo de llegada (ms)	Impulso específico (Pa-s)	Duración del impulso (ms)
5.00	5335.53	773.86	0.13	166.84	0.26
10.00	1531.72	222.16	0.42	234.63	1.42
20.00	324.16	47.02	1.52	142.12	2.04
30.00	130.82	18.97	3.20	97.63	2.69
50.00	47.84	6.94	7.54	62.39	3.70
70.00	27.22	3.95	12.43	45.98	4.18
100.00	16.05	2.33	20.09	32.79	4.70
150.00	9.36	1.36	33.19	22.16	5.35
200.00	6.52	0.95	46.63	16.78	5.84
DISTANCIAS CALCULADAS SEGÚN LAS PRESIONES DE INTERÉS					
Presión (kPa)	Presión (psi)	Distancia (m)	Tiempo de llegada (ms)	Impulso específico (Pa-s)	Duración del impulso (ms)
206.84	30.00	24.36	2.19	117.96	2.15
172.37	25.00	26.43	2.55	109.42	2.30
137.89	20.00	29.27	3.06	99.79	2.60
103.42	15.00	33.54	3.89	88.48	2.96
68.95	10.00	41.07	5.49	74.14	3.37
34.47	5.00	60.47	10.06	52.60	3.98
20.68	3.00	83.82	15.93	38.82	4.44
6.89	1.00	191.33	44.28	17.52	5.76
3.45	0.50	325.24	80.91	10.38	6.65



Ingeniería Ambiental Consultores, S.A. de C.V.

Atamira, Tamaulipas.



**Explosión no Confinada al 20%.**



**SCRI-FUEGO**

Modelos de Simulación para el Análisis de Consecuencias por Fuego y Explosiones

**Modelo de sobrepresión provocada por nubes explosivas**

TÍTULO DE LA MODELACIÓN					
4. Escenario al 20%					
DESCRIPCIÓN					
Explosión no confinada ocasionado por una fuga de gas natural debido a la ruptura diámetro del 20% del gasoducto de 8" D.N. en acero al carbón, que opera a una presión de 18 kg/cm <sup>2</sup>					
DATOS DE LA SUSTANCIA					
Nombre	METANO (METHANE)	Sinónimos			
No. CAS	74-82-8	FIRE DAMP			
Nombre CAS	METHANE	MARSH GAS			
Nombre IUPAC	METHANE	METHYL HYDRIDE			
Familia	N-ALCANOS (N-ALKANES)	REFRIGERANT 50			
Subfamilia	()				
Fórmula	CH <sub>4</sub>				
Estructura	CH <sub>4</sub>				
PARAMETROS DE ENTRADA					
Peso del material en la nube					151.20 kg
Factor de Eficiencia Explosiva					0.03
Límite Inferior de Explosividad					5.0 %
Límite Superior de Explosividad					15.0 %
Calor de Combustión					50029.00 kJ/kg
Calor de Combustión del TNT (RMP)					4680.00 kJ/kg
Masa Equivalente en TNT					48.49 kg
Distancia mínima de cálculo					0.25
Distancia máxima de cálculo					145.86
Distancia total del cálculo					145.62
PRESION CALCULADA A DISTANCIAS DE INTERÉS					
Distancia (m)	Presión (kPa)	Presión (psi)	Tiempo de Llegada (ms)	Impulso específico (Pa-s)	Duración del impulso (ms)
5.00	676.44	98.11	0.84	192.20	2.21
10.00	140.11	20.32	3.02	100.45	2.58
20.00	36.84	5.34	9.49	54.53	3.92
30.00	19.53	2.83	16.79	37.40	4.49
50.00	9.75	1.41	31.94	22.85	5.30
70.00	6.39	0.93	47.56	16.51	5.87
100.00	4.03	0.58	71.43	11.63	6.46
150.00					
200.00					
DISTANCIAS CALCULADAS SEGÚN LAS PRESIONES DE INTERÉS					
Presión (kPa)	Presión (psi)	Distancia (m)	Tiempo de Llegada (ms)	Impulso específico (Pa-s)	Duración del impulso (ms)
206.84	30.00	8.38	2.19	117.96	2.15
172.37	25.00	9.10	2.55	109.42	2.30
137.89	20.00	10.07	3.06	99.79	2.60
103.42	15.00	11.54	3.89	88.48	2.96
68.95	10.00	14.13	5.49	74.14	3.37
34.47	5.00	20.81	10.06	52.60	3.98
20.68	3.00	28.84	15.93	38.82	4.44
6.89	1.00	65.84	44.28	17.52	5.76
3.45	0.50	111.93	80.91	10.38	6.65



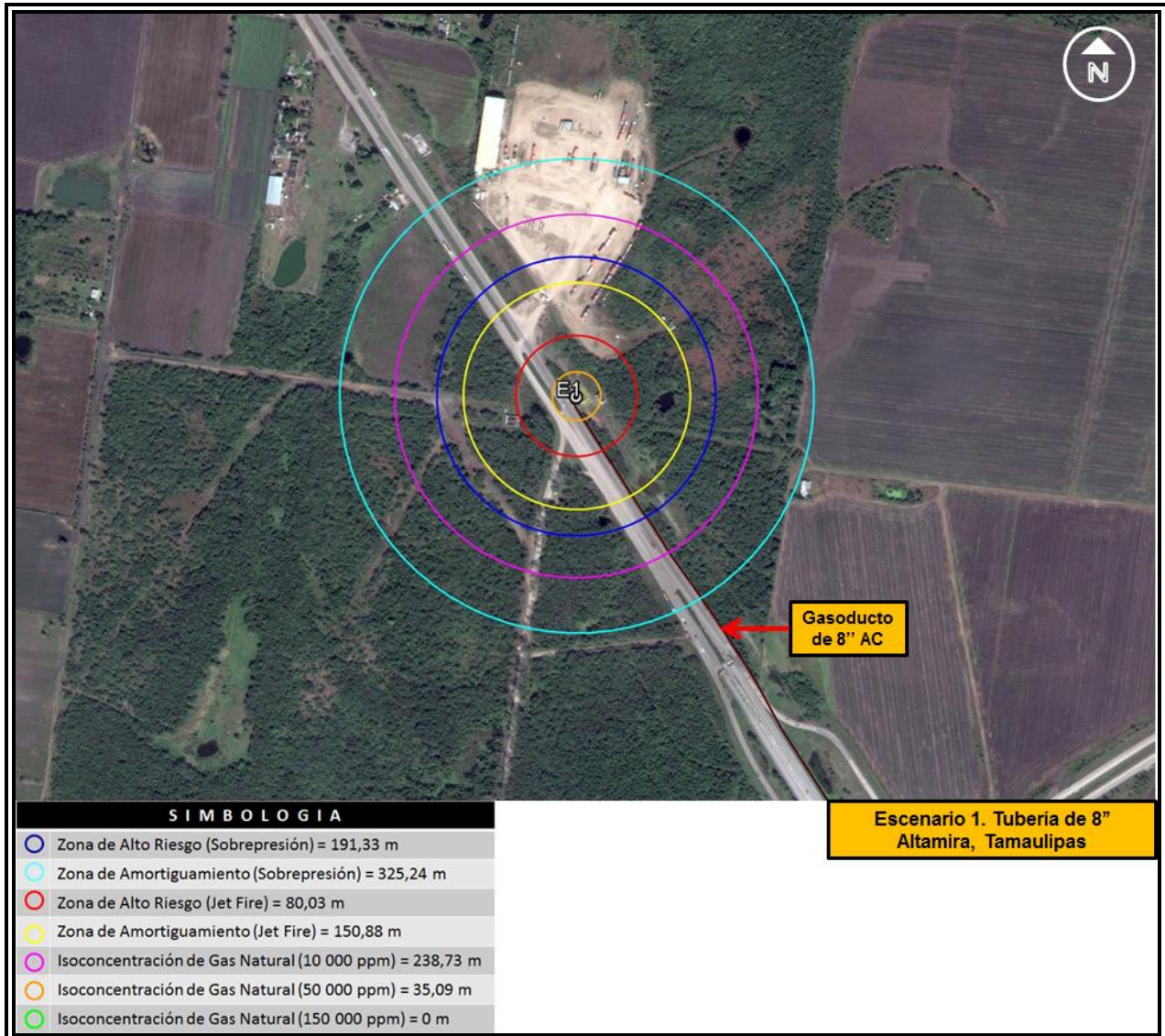
Ingeniería Ambiental Consultores, S.A. de C.V.

Altamira, Tamaulipas.



VI.4 Representar las zonas de alto riesgo y amortiguamiento donde se indiquen los puntos de interés que pudieran verse afectados (asentamientos humanos, cuerpos de agua, vías de comunicación, caminos, etc.)

ESCENARIO 1.

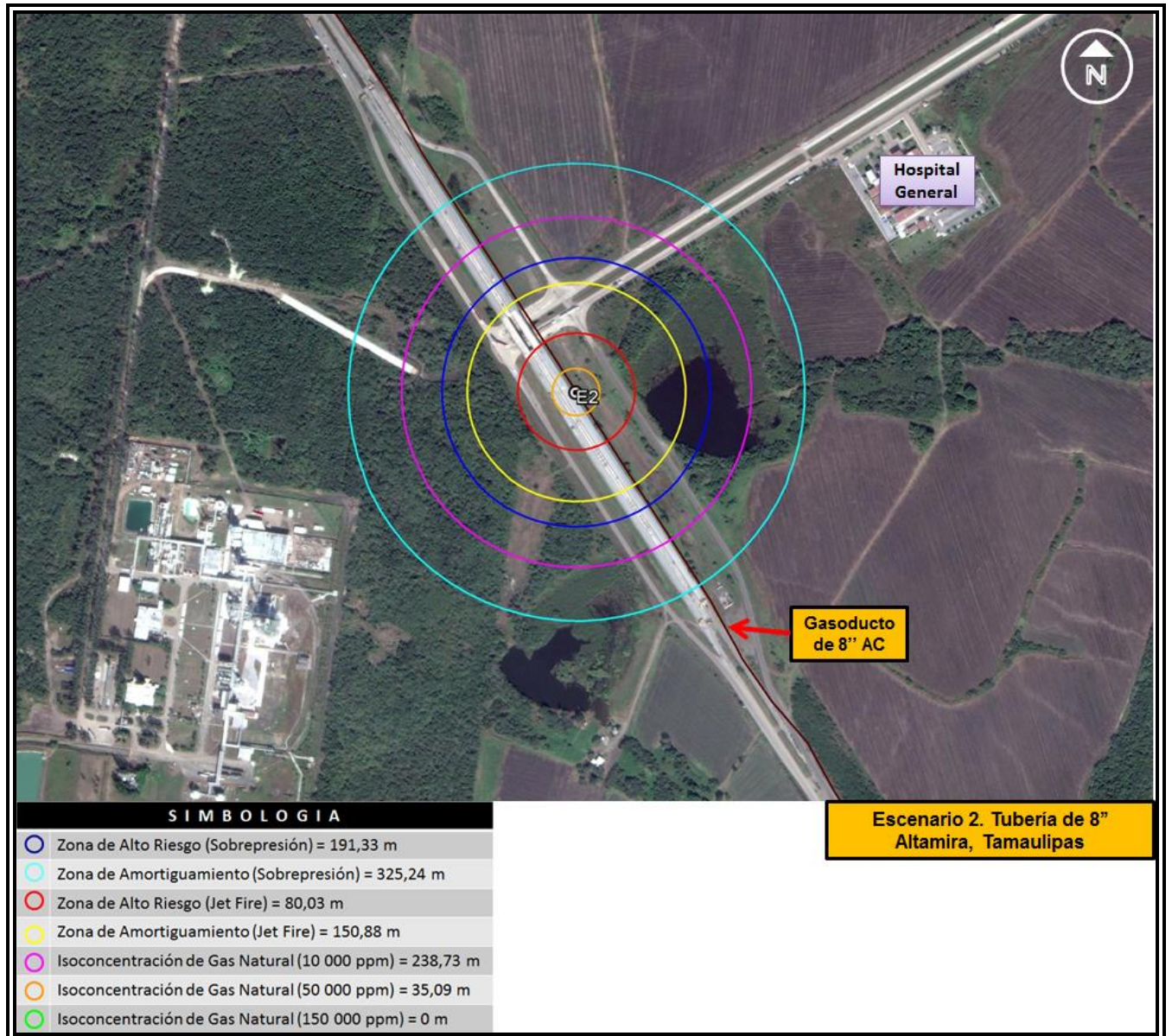


Los puntos de interés más importantes a resaltar en los alrededores de la trayectoria del gasoducto de 8" D.N., son las instalaciones de la Estación de Medición de interconexión existente, así como vehículos que transitan por la carretera Tampico – Ciudad Mante al momento que se presente un chorro de fuego o una explosión no confinada.

La interacción de los radios de afectación radica principalmente por la onda de sobrepresión de 0,5 psi, que es el radio máximo registrado por las características de la simulación, hasta los 325,24 m que es donde se considera el límite de la zona de amortiguamiento; para la zona de alto riesgo que equivale a 1 psi, se obtuvo como resultado un radio de 191,33 m de longitud, por lo cual se atenderán las medidas preventivas para minimizar el riesgo en caso de presentarse una fuga de gas natural que pueda afectar a la infraestructura existente.



ESCENARIO 2.

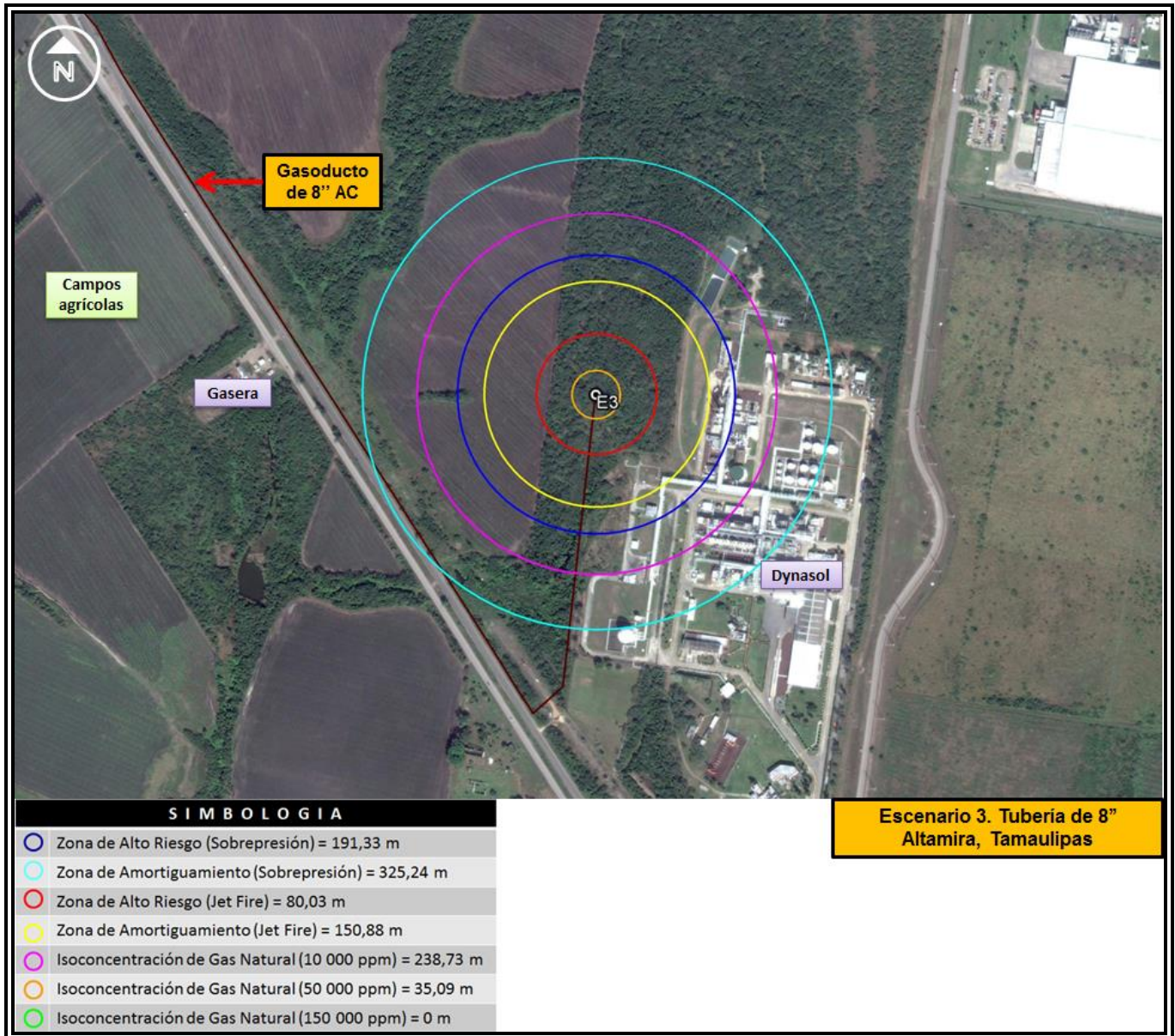


Los puntos de interés más importantes a resaltar en los alrededores de la trayectoria del Gasoducto de 8" D.N., son los vehículos que transiten por la carretera Tampico-Ciudad Mante y por el acceso Altamira-Puerto industrial al momento que se presente un chorro de juego o una explosión no confinada.

La interacción de los radios de afectación radica principalmente por la onda de sobrepresión de 0,5 psi, que es el radio máximo registrado por las características de la simulación, hasta los 325,24 m que es donde se considera el límite de la zona de amortiguamiento; para la zona de alto riesgo que equivale a 1 psi, se obtuvo como resultado un radio de 191,33 m de longitud, por lo cual se atenderán las medidas preventivas para minimizar el riesgo en caso de presentarse una fuga de gas natural que pueda afectar a la infraestructura existente.



### ESCENARIO 3.



Los puntos de interés más importantes a resaltar en los alrededores del gasoducto de 8" D.N., son las instalaciones de la empresa Dynasol, además de los vehículos que transiten por la carretera Tampico-Ciudad Mante al momento que se presente un chorro de fuego o una explosión no confinada.

La interacción de los radios de afectación radica principalmente por la onda de sobrepresión de 0,5 psi, que es el radio máximo registrado por las características de la simulación, hasta los 325,24 m que es donde se considera el límite de la zona de amortiguamiento; para la zona de alto riesgo que equivale a 1 psi, se obtuvo como resultado un radio de 191,33 m de longitud, por lo cual se atenderán las medidas preventivas para minimizar el riesgo en caso de presentarse una fuga de gas natural que pueda afectar a la infraestructura existente.



**VI.5 Realizar un análisis y evaluación de posibles interacciones de riesgo con otras áreas, equipos o instalaciones próximas a la instalación que se encuentren dentro de la Zona de Alto Riesgo, indicando las medidas preventivas orientadas a la reducción del riesgo de las mismas.**

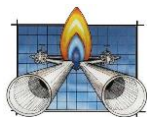
En base a los resultados de los eventos simulados, se pudieron estimar las consecuencias como son los daños y las afectaciones que causa la radiación de calor y/o la sobrepresión por las explosiones en las personas, equipos e instalaciones, así como a las zonas habitacionales, centros de concentración masiva y comercios cercanos al nodo seleccionado. Por lo cual, a continuación se presenta el análisis de interacciones del proyecto con instalaciones de riesgo, para cada escenario.

**Escenario 1.**

GAS NATURAL DEL NOROESTE, S.A. de C.V.			Escenario 1. Gasoducto de 8"Ø a la salida de la Estación de Medición.			
% de Ruptura por un impacto. Gasoducto de 8"Ø a la salida de la Estación de Medición.	Jet Fire		Explosión no confinada		Chorro Horizontal	
	Radios de afectación (m)	Radiación Térmica (RT) Zonas de Riesgo (ZR)	Radios de Afectación (m)	Sobrepresiones y Zonas de Riesgo	Radios de Afectación (m)	(ppm)
Evento al 100%	80,03	ZAR 5 kW/m <sup>2</sup>	191,33	ZAR 1 psi	238,73	10 000
	150,88	ZA 1,4 kW/m <sup>2</sup>	325,24	ZA 0,5 psi	35,09	50 000
					0	150 000
Evento al 20%	17,39	ZAR	65,84	ZAR	64,14	1 000
	32,68	ZA	111,93	ZA	0	5 000
					0	15 000

**Análisis de Interacciones.**

Efectos sobre la población y/o infraestructura existentes en la ZA y ZAR	
Jet Fire	☒ <u>Infraestructura presente en la ZAR (83,26 kW/m<sup>2</sup> a 5 kW/m<sup>2</sup>, en un radio de 0 a 80,03 m).</u> - Instalaciones de la Estación de Medición de Interconexión existente. - Vehículos que transiten por la carretera Tampico - Ciudad Mante al momento en que se origine el chorro de fuego.
	☒ <u>Personas que transiten por la ZAR (83,26 kW/m<sup>2</sup> a 5 kW/m<sup>2</sup>, en un radio de 0 a 80,03 m), al momento que ocurra el siniestro:</u> - A los 13 segundos de exposición a la radiación, presentarán dolor severo, - A los 40 segundos, presentarán quemaduras de segundo grado, considerando también asfixia por la disminución de Oxígeno y la exposición a los humos generados por el incendio.
	☒ <u>Infraestructura presente en la ZA (5 kW/m<sup>2</sup> a 1,4 kW/m<sup>2</sup>, en un radio partir de 80,03 hasta los 150,88 m).</u> - Instalaciones de la Estación de Medición de Interconexión existente. - Vehículos que transiten por la carretera Tampico - Ciudad Mante al momento en que se origine el chorro de fuego.



	<p>⌘ <u>Personas que transiten por la ZA (5 kW/m<sup>2</sup> a 1,4 kW/m<sup>2</sup>, en un radio partir de 80,03 hasta los 150,88 m), al momento que ocurra el siniestro:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- A los 115 segundos de exposición a la radiación, presentarán dolor severo en la piel expuesta,</li> <li>- Después de 663 segundos (11,05 min.), presentarán quemaduras de segundo grado.</li> </ul>																		
Explosión no Confinada	<p>⌘ <u>Infraestructura y habitantes presentes en la ZAR (773,86 psi a 1 psi en un radio de 0 m hasta 191,33 m) y ZA (1 psi a 0,5 psi en un radio a partir de 191,33 m hasta 325,24 m).</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Instalaciones de la Estación de Medición de Interconexión existente.</li> <li>- Vehículos que transiten por la carretera Tampico - Ciudad Mante al momento en que se origine el chorro de fuego.</li> </ul>																		
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Sobrepresión</th> <th>Daño esperado</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1,0</td> <td>Demolición parcial de casas, éstas se vuelven inhabitables,</td> </tr> <tr> <td>2,0</td> <td>Colapso parcial de muros y techos de casas,</td> </tr> <tr> <td>3,0</td> <td>Edificios con estructura de acero, distorsionados y arrancados de sus cimientos,</td> </tr> <tr> <td>4,0</td> <td>Ruptura de recubrimientos de edificios industriales ligeros,</td> </tr> <tr> <td>5,0</td> <td>Postes de madera arrancados,</td> </tr> <tr> <td>7,0</td> <td>Volcadura de carros de ferrocarril con carga,</td> </tr> <tr> <td>9,0</td> <td>Demolición de contenedores de ferrocarril con carga,</td> </tr> <tr> <td>10</td> <td>Posible destrucción total de edificios.</td> </tr> </tbody> </table>	Sobrepresión	Daño esperado	1,0	Demolición parcial de casas, éstas se vuelven inhabitables,	2,0	Colapso parcial de muros y techos de casas,	3,0	Edificios con estructura de acero, distorsionados y arrancados de sus cimientos,	4,0	Ruptura de recubrimientos de edificios industriales ligeros,	5,0	Postes de madera arrancados,	7,0	Volcadura de carros de ferrocarril con carga,	9,0	Demolición de contenedores de ferrocarril con carga,	10	Posible destrucción total de edificios.
	Sobrepresión	Daño esperado																	
	1,0	Demolición parcial de casas, éstas se vuelven inhabitables,																	
	2,0	Colapso parcial de muros y techos de casas,																	
	3,0	Edificios con estructura de acero, distorsionados y arrancados de sus cimientos,																	
	4,0	Ruptura de recubrimientos de edificios industriales ligeros,																	
	5,0	Postes de madera arrancados,																	
7,0	Volcadura de carros de ferrocarril con carga,																		
9,0	Demolición de contenedores de ferrocarril con carga,																		
10	Posible destrucción total de edificios.																		
Chorro Horizontal	<p>Daños en la salud de los habitantes localizados dentro de cualquiera de los radios de afectación, ya que de acuerdo a la <b>OSHA (Administración de Seguridad y Salud Ocupacional)</b>, el gas natural se considera como un asfixiante simple a cualquier concentración, por lo que no se establecen tiempos máximos permisibles de exposición a dicha sustancia de acuerdo a la NOM-010-STPS-1999.</p>																		

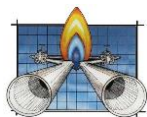


**Escenario 2.**

GAS NATURAL DEL NOROESTE, S.A. de C.V.			Escenario 2. Gasoducto de 8"Ø			
% de Ruptura por un impacto. Gasoducto de 8"Ø	Jet Fire		Explosión no confinada		Chorro Horizontal	
	Radios de afectación (m)	Radiación Térmica (RT) Zonas de Riesgo (ZR)	Radios de Afectación (m)	Sobrepresiones y Zonas de Riesgo	Radios de Afectación (m)	(ppm)
Evento al 100%	80,03	ZAR 5 kW/m <sup>2</sup>	191,33	ZAR 1 psi	238,73	10 000
	150,88	ZA 1,4 kW/m <sup>2</sup>	325,24	ZA 0,5 psi	35,09	50 000
					0	150 000
Evento al 20%	17,39	ZAR	65,84	ZAR	64,14	1 000
	32,68	ZA	111,93	ZA	0	5 000
					0	15 000

**Análisis de Interacciones.**

Efectos sobre la población y/o infraestructura existentes en la ZA y ZAR	
Jet Fire	<p>⌘ <u>Infraestructura presente en la ZAR (83,26 kW/m<sup>2</sup> a 5 kW/m<sup>2</sup>, en un radio de 0 a 80,03 m).</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- vehículos que transiten por la carretera Tampico - Ciudad Mante y por el acceso Altamira - Puerto industrial al momento en que se origine el chorro de fuego.</li> </ul>
	<p>⌘ <u>Personas que transiten por la ZAR (83,26 kW/m<sup>2</sup> a 5 kW/m<sup>2</sup>, en un radio de 0 a 80,03 m), al momento que ocurra el siniestro:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- A los 13 segundos de exposición a la radiación, presentarán dolor severo,</li> <li>- A los 40 segundos, presentarán quemaduras de segundo grado, considerando también asfixia por la disminución de Oxígeno y la exposición a los humos generados por el incendio.</li> </ul>
	<p>⌘ <u>Infraestructura presente en la ZA (5 kW/m<sup>2</sup> a 1,4 kW/m<sup>2</sup>, en un radio partir de 80,03 hasta los 150,88 m).</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- vehículos que transiten por la carretera Tampico - Ciudad Mante y por el acceso Altamira - Puerto industrial al momento en que se origine el chorro de fuego.</li> </ul> <p>⌘ <u>Personas que transiten por la ZA (5 kW/m<sup>2</sup> a 1,4 kW/m<sup>2</sup>, en un radio partir de 80,03 hasta los 150,88 m), al momento que ocurra el siniestro:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- A los 115 segundos de exposición a la radiación, presentarán dolor severo en la piel expuesta,</li> <li>- Después de 663 segundos (11,05 min.), presentarán quemaduras de segundo grado.</li> </ul>
Explosión no Confinada	<p>⌘ <u>Infraestructura y habitantes presentes en la ZAR (773,86 psi a 1 psi en un radio de 0 m hasta 191,33 m) y ZA (1 psi a 0,5 psi en un radio a partir de 191,33 m hasta 325,24 m).</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- vehículos que transiten por la carretera Tampico - Ciudad Mante y por el acceso Altamira - Puerto industrial al momento en que se origine el chorro de fuego.</li> </ul>



	Sobrepresión	Daño esperado
	1,0	Demolición parcial de casas, éstas se vuelven inhabitables,
	2,0	Colapso parcial de muros y techos de casas,
	3,0	Edificios con estructura de acero, distorsionados y arrancados de sus cimientos,
	4,0	Ruptura de recubrimientos de edificios industriales ligeros,
	5,0	Postes de madera arrancados,
	7,0	Volcadura de carros de ferrocarril con carga,
	9,0	Demolición de contenedores de ferrocarril con carga,
	10	Posible destrucción total de edificios.
Chorro Horizontal		Daños en la salud de los habitantes localizados dentro de cualquiera de los radios de afectación, ya que de acuerdo a la <b>OSHA (Administración de Seguridad y Salud Ocupacional)</b> , el gas natural se considera como un asfixiante simple a cualquier concentración, por lo que no se establecen tiempos máximos permisibles de exposición a dicha sustancia de acuerdo a la NOM-010-STPS-1999.

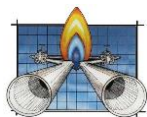


**Escenario 3.**

GAS NATURAL DEL NOROESTE, S.A. de C.V.			Escenario 3. Gasoducto de 8"Ø a la entrada de la ERM "Dynasol"			
% de Ruptura por un impacto. Gasoducto de 8"Ø a la entrada de la ERM "Dynasol"	Jet Fire		Explosión no confinada		Chorro Horizontal	
	Radios de afectación (m)	Radiación Térmica (RT) Zonas de Riesgo (ZR)	Radios de Afectación (m)	Sobrepresiones y Zonas de Riesgo	Radios de Afectación (m)	(ppm)
Evento al 100%	80,03	ZAR 5 kW/m <sup>2</sup>	191,33	ZAR 1 psi	238,73	10 000
	150,88	ZA 1,4 kW/m <sup>2</sup>	325,24	ZA 0,5 psi	35,09	50 000
					0	150 000
Evento al 20%	17,39	ZAR	65,84	ZAR	64,14	1 000
	32,68	ZA	111,93	ZA	0	5 000
					0	15 000

**Análisis de Interacciones.**

Efectos sobre la población y/o infraestructura existentes en la ZA y ZAR	
Jet Fire	<p>⌘ <u>Infraestructura presente en la ZAR (83,26 kW/m<sup>2</sup> a 5 kW/m<sup>2</sup>, en un radio de 0 a 80,03 m).</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Instalaciones de la empresa Dynasol</li> <li>- Vehículos que transiten por la carretera Tampico – Ciudad Mante al momento que se origine el chorro de fuego.</li> </ul>
	<p>⌘ <u>Personas que transiten por la ZAR (83,26 kW/m<sup>2</sup> a 5 kW/m<sup>2</sup>, en un radio de 0 a 80,03 m), al momento que ocurra el siniestro:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- A los 13 segundos de exposición a la radiación, presentarán dolor severo,</li> <li>- A los 40 segundos, presentarán quemaduras de segundo grado, considerando también asfixia por la disminución de Oxígeno y la exposición a los humos generados por el incendio.</li> </ul>
	<p>⌘ <u>Infraestructura presente en la ZA (5 kW/m<sup>2</sup> a 1,4 kW/m<sup>2</sup>, en un radio partir de 80,03 hasta los 150,88 m).</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Instalaciones de la empresa Dynasol</li> <li>- Vehículos que transiten por la carretera Tampico – Ciudad Mante al momento que se origine el chorro de fuego.</li> </ul> <p>⌘ <u>Personas que transiten por la ZA (5 kW/m<sup>2</sup> a 1,4 kW/m<sup>2</sup>, en un radio partir de 80,03 hasta los 150,88 m), al momento que ocurra el siniestro:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- A los 115 segundos de exposición a la radiación, presentarán dolor severo en la piel expuesta,</li> <li>- Después de 663 segundos (11,05 min.), presentarán quemaduras de segundo grado.</li> </ul>



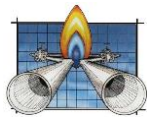
Explosión no Confinada	⌘ Infraestructura y habitantes presentes en la ZAR (773,86 psi a 1 psi en un radio de 0 m hasta 191,33 m) y ZA (1 psi a 0,5 psi en un radio a partir de 191,33 m hasta 325,24 m). - Instalaciones de la empresa Dynasol - Vehículos que transiten por la carretera Tampico – Ciudad Mante al momento que se origine el chorro de fuego.	
	Sobrepresión	Daño esperado
	1,0	Demolición parcial de casas, éstas se vuelven inhabitables,
	2,0	Colapso parcial de muros y techos de casas,
	3,0	Edificios con estructura de acero, distorsionados y arrancados de sus cimientos,
	4,0	Ruptura de recubrimientos de edificios industriales ligeros,
	5,0	Postes de madera arrancados,
	7,0	Volcadura de carros de ferrocarril con carga,
	9,0	Demolición de contenedores de ferrocarril con carga,
10	Posible destrucción total de edificios.	
Chorro Horizontal	Daños en la salud de los habitantes localizados dentro de cualquiera de los radios de afectación, ya que de acuerdo a la <b>OSHA (Administración de Seguridad y Salud Ocupacional)</b> , el gas natural se considera como un asfixiante simple a cualquier concentración, por lo que no se establecen tiempos máximos permisibles de exposición a dicha sustancia de acuerdo a la NOM-010-STPS-1999.	



## VI.6 Recomendaciones técnico-operativas resultantes de la aplicación de la metodología para la identificación de riesgos, así como de la evaluación de los mismos.

Para la realización del presente Estudio de Riesgo Ambiental (ERA), se utilizó la técnica del HAZOP (Hazard and Operability) para la evaluación y determinación de riesgos, así como la metodología denominada Árbol de Fallas, en específico con el Software FaultreEase para la determinación de la probabilidad de ocurrencia de riesgos y mediante los paquetes SCRI (Modelos de Simulación para el análisis de consecuencias por Fuego y Explosión, versión 1.4 y el de Modelos atmosféricos y riesgos industriales, versión 4.4) se realizaron las simulaciones de fugas de gas natural, de lo cual, aunado a los recorridos en campo donde se instalará el presente proyecto, se derivan las siguientes recomendaciones.

- Aplicar el programa de mantenimiento Predictivo, Preventivo y Correctivo, y llevar registros de control, con el objeto de constatar que las actividades de mantenimiento se realizan de una manera eficiente y reducir los riesgos que se puedan generar debido a fallas en componentes mecánicos, instrumentación en general, y en la integridad mecánica del gasoducto,
- Definir un responsable de la elaboración y ejecución del programa de mantenimiento, así como un supervisor que asegure la correcta aplicación del mismo,
- Elaborar y poner en práctica un programa para la calibración de los instrumentos de medición y control, así como para el mantenimiento de los mismos de acuerdo a las especificaciones del fabricante,
- Realizar celajes diarios por parte de técnicos capacitados y contar con registros de las verificaciones a realizar en cada uno de los recorridos por las instalaciones,
- Contar con un sistema de comunicación directa con oficinas de proveedor del gas natural, para reportar cualquier falla en el suministro de gas, así como cualquier emergencia que requiera el cierre del Gasoducto principal que suministrará el energético.
- Capacitar al personal en relación a la aplicación de los procedimientos operativos para realizar acciones correctivas eficientes en caso de presentarse aumentos o caídas de presión en las instalaciones, así mismo, registrar en bitácora las lecturas diarias de los parámetros de operación establecidos, tales como Flujo, Temperatura y Presión, principalmente,
- Aislar las Estaciones de Regulación (en su caso), de acuerdo a los requisitos de la norma NOM-007-SECRE-2010, asegurándose de resistir las cargas a las que puedan estar sometidas y proteger el equipo instalado en la estación, de manera que no se vea afectada por la generación de incendios cercanos a la instalación, así como para la protección contra impactos que se generen por accidentes vehiculares y/o actos vandálicos en la zona donde se ubicará dicha instalación.
- Elaborar y poner en práctica un programa de capacitación dirigido al personal operativo, en relación a los procedimientos establecidos para la ejecución de las actividades de mantenimiento,
- Realizar simulacros de tal manera que se asegure la eficiente capacidad de respuesta, ante una emergencia o simplemente para la ejecución de las actividades de mantenimiento, con el fin de prevenir la afectación a la instalación, debido a maniobras erróneas por parte de los operadores,
- Establecer claramente las políticas de actuación de los sistemas de seguridad (prioridades, puntos de ajuste, principalmente) ante eventos de alta presión.
- Elaborar y poner en práctica una lista de verificación del ducto y accesorios, con el objeto de llevar un control en cuanto a la integridad mecánica de las mismas,
- Las actividades de verificación visual, se deberán realizar diariamente, y al detectar alguna anomalía en la instalación, actuar correctamente con apego a los procedimientos establecidos,



- Instalar letreros y señalamientos alusivos al peligro que representa la instalación, con el objeto de alertar a las personas que transitan por dicha zona,

**VI.7 Presentar reporte del resultado de la última auditoría de seguridad practicada a las instalaciones que conforman el ducto, anexando en su caso, el programa calendarizado para el cumplimiento de las recomendaciones resultantes de la misma.**

Debido a que el proyecto actualmente se encuentra en su etapa de planeación, no se han realizado Auditorías de seguridad a las instalaciones, sin embargo, cabe mencionar que para iniciar las operaciones de transporte de gas natural se deberá de obtener el dictamen de verificación de una UV en materia de energía, el cual asegure la integridad física y condiciones de seguridad del proyecto, lo anterior con apego a la NOM-007-SECRE-2010.

**VI.8 Describir a detalle las medidas, equipos, dispositivos y sistemas de seguridad con que contará la instalación, considerados para la prevención, control y atención de eventos extraordinarios.**

Los equipos contemplados para la atención de emergencias y sucesos que pudieran presentarse en la operación del gasoducto, son:

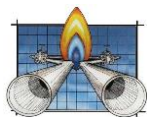
- Sistema de pararrayos y sistema de tierras. Se deberá asegurar todo el sistema para transporte de gas natural, la Estación de Medición (EM) y la Estación de Regulación y Medición (ERM), para que cuenten con sistema conectado a la red de tierras físicas y pararrayos. La verificación de los mismos, quedará incluida en el programa General de Mantenimiento.
- Sistema de Seguridad por sobrepresión. El sistema para transporte de gas natural para dar suministro a Dynasol, socio comercial de la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., contará con un sistema de seguridad por sobrepresión a la salida de la EM de interconexión, la cual se usa el 20% por arriba del valor máximo de operación en el sistema.
- Extinción de incendios. Para este tipo de contingencias, la empresa cuenta con procedimientos que se enfocan en mitigar la fuente de la fuga en el gasoducto, así como también con extintores de acuerdo a la **NOM-002-STPS-2010**; se tienen contemplados los extintores de Polvo Químico Seco (PQS), Bióxido de Carbono y sistemas para aspersion de agua en la estación de regulación y medición.

En el caso de un incendio por fuga de gas, se tomarán en cuenta las siguientes indicaciones:

**a) Fuga de gas natural a la atmósfera, sin incendio:**

Si esto sucede a la intemperie, el gas natural se disipa fácilmente en las capas superiores de la atmósfera; contrariamente, cuando queda atrapado en la parte inferior de techumbres se forman mezclas explosivas con gran potencial para explotar, y explotarán violentamente al entrar en contacto con una fuente de ignición.

- Verificar anticipadamente por medio de pruebas y Auditorias de Seguridad, que la integridad mecánica-eléctrica de las instalaciones está en óptimas condiciones (diseño, construcción y mantenimiento) de acuerdo a las especificaciones establecidas en normas para gasoductos que incluya válvulas, conexiones y accesorios.
- Se instalarán detectores de mezclas explosivas, calor y humo con alarmas audibles y visuales.



**b) Incendio de una fuga de gas natural:**

En caso de incendio por fuga de gas natural, procede lo siguiente:

- Se activa el plan de emergencia, según la magnitud del evento,
- Aún sin incendio, asegurarse que el personal utilice el equipo de protección para combate de incendios,
- Bloquear las válvulas que alimentan la fuga y proceder con los movimientos operacionales de ataque a la emergencia, mientras tanto, serán enfriadas con agua las superficies de las instalaciones expuestas al calor.

Aunado a lo anterior, el sistema para transporte de gas natural, contará con los siguientes dispositivos y equipos para emergencias:

Cantidad	Artículo	Especificaciones
1	Medidor de temperatura ambiente,	Graficador de temperatura,
1	Detector de gas (espacios cerrados),	Exposímetro,
1	Medidor de energía,	Milímetro digital,
1	Medidor de presión,	Graficador de presión,
1	Detector de gas natural,	Micro gas,
1	Medidor de mercaptano en sistema,	Detección (odorizante),
1	Medidor de presión (digital),	Manómetro digital,
1	Medidor de temperatura del gas,	Block calibrador de temperatura,
1	Medidor de presión,	Graficador de presión,
1	Detector de fallas fushion bond (en tubería de A.C.),	SPY,
1	Calibrador de espesores,	Positector UTG-ME,
1	Probador portátil para presión hidráulica,	0-3000 PSI,
1	Equipo de auto riego,	Motor a gasolina de 15 HPS,
1	Pulidor industrial,	127 V / 15 A,
2	Equipo abrebridas,	Abrebridas,
1	Compresor de aire,	Capacidad 50 L de 2 1/2" HP de 16 PSI,
1	Generador eléctrico,	16 HP,
1	Equipo de aire autónomo,	--
1	Esmeril de banco.	560

**VI.9 Indicar las medidas preventivas, incluidos los programas de mantenimiento e inspección, así como los programas de contingencias que se aplicarán durante la operación normal de la instalación, para evitar el deterioro del medio ambiente, además de aquellas orientadas a la restauración de la zona afectada en caso de accidente.**

**VI.9.1 Medidas de Seguridad.**

La empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., cuenta con un programa de seguridad, del cual se deriva una serie de actividades preventivas-correctivas para la eficiente operación del sistema para transporte, las cuales se indican en la siguiente tabla:



**Tabla VI.9.1.1** Programa de Actividades de Seguridad.

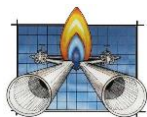
Actividades de Seguridad	Frecuencia
Tener actualizado el directorio, que incluya todos los teléfonos de las dependencias oficiales, municipales, estatales y federales; incluyendo el del proveedor del energético,	Bimestral
Tener actualizado el directorio, que incluya los teléfonos, No. de extensión y celular del personal responsable de producción, operación y mantenimiento de los posibles socios,	Bimestral
Verificación del patrullaje o celaje del gasoducto (vigía),	Semanal
Llevar a cabo el programa de capacitación y simulacros,	Mensual
Evidencia que el personal cuenta con su Equipo de Protección Personal (EPP),	Bimestral
Realizar una lista de verificación (L.V.) para el equipo del kit de emergencia, así como para su funcionamiento,	Mensual
Revisar el inventario del kit de emergencia,	Mensual
Reporte y Control de Afectaciones en el gasoducto,	Semanal
Programa de Pláticas sobre el manejo del Gas Natural a clientes y a la comunidad,	Semanal
Convenio de Ayuda Mutua.	Mensual

### VI.9.2 Operación y Mantenimiento.

Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., cuenta con un programa anual de operación y mantenimiento, el cual está enfocado a disminuir el riesgo de eventos que lleguen a impactar el ecosistema y dañar la integridad mecánica de la instalación. A continuación se indican las actividades de mantenimiento preventivo a realizar en la Estación de Medición de interconexión y de los posibles socios comerciales.

**Tabla VI.9.2.1** Actividades a realizar en la Estación de Medición.

Actividad	Frecuencia
Lecturas de presión,	1 Mes
Monitoreo de fugitivos de gas natural: Caseta,	1 Mes
Aseo total de la Estación de Regulación,	1 Mes
Verificar funcionamiento y conexiones (computador de flujo),	1 Mes
Expulsión de impurezas de los filtros,	1 Mes
Revisión general del gabinete (falta o daño a pintura),	1 Mes
Verificar funcionamiento de los instrumentos de medición,	1 Mes
Verificar funcionamiento de reguladores de presión,	1 Mes
Mantenimiento preventivo a reguladores de presión,	6 Meses
Inspección visual de señalamientos,	1 Mes
Calibrar válvulas de relevo,	6 Meses
Inspección visual de válvulas de relevos,	1 Mes
Inspección visual de válvulas de paso,	1 Mes



Actividad	Frecuencia
Verificar funcionamiento de las válvulas de paso.	1 Mes

Aunado a las actividades indicadas en la **Tabla VI.9.2.1**, en el sistema para transporte de Gas Natural, se realizarán las siguientes actividades de mantenimiento:

4. Monitoreo de fugitivos de Gas Natural en el derecho de vía del Gasoducto,
5. Mantenimiento a señalamientos,
6. Mantenimiento a las válvulas de seccionamiento.

Para todas y cada una de las actividades de operación y mantenimiento, se contará con evidencias de su realización, tales como: órdenes de trabajo y registros de las actividades realizadas.

### VI.9.3 Verificaciones y/o Auditorías de Seguridad.

Las actividades de mantenimiento a ejecutar en el sistema para transporte de gas natural, estarán fundamentadas desde la planeación eficiente y diseños de construcción del proyecto, por lo que se dará cumplimiento a la Norma Oficial Mexicana, aplicable al sistema para transporte de gas natural, **NOM-003-SECRE-2011**, misma que establece que se debe realizar una verificación anual por parte de una Unidad de Verificación, acreditada ante la Comisión Reguladora de Energía (CRE), la cual verificará y emitirá el dictamen en base a los siguientes puntos relacionados con la **seguridad, operación y mantenimiento** del Sistema para Transporte de Gas Natural.

#### Verificación de Operación y Mantenimiento.

11. Procedimientos de Operación y Mantenimiento,
12. Señalamientos,
13. Registros de vigilancia y patrullaje,
14. Registros de inspección de los dispositivos de control de presión,
15. Mantenimiento de registros,
16. Registros de mantenimiento de válvulas,
17. Control de corrosión externa,
18. Registros de Inspección y mantenimiento a estación de medición y regulación,
19. Documentación histórica y evaluación de la ingeniería,
20. Programa y registros de capacitación y/o entrenamiento.

#### Verificación de Seguridad.

9. Plan Integral de Seguridad y Protección Civil,
10. Programa de Prevención de Accidentes y registros de simulacros,
11. Programa para la prevención de daños,
12. Programa de auxilio,
13. Programa de recuperación,
14. Educación al público,
15. Investigación de fallas,
16. Procedimientos de emergencias.

Así mismo para la etapa de construcción e instalación del sistema para transporte de gas natural, se debe de contar con un dictamen de inicio de operaciones o de construcción realizado por la Unidad Verificadora.



### Atención a Emergencias.

Para la atención a emergencias, la promovente cuenta con procedimientos técnicos operativos, mismos que se encuentran actualizados y serán aplicados por parte del personal al momento de presentarse una situación de emergencia. Dichos procedimientos se indican a continuación:

**Tabla VI.9.3.1** Relación de procedimientos de seguridad e instrucciones de trabajo del plan integral de seguridad.

Clave	Procedimientos.
ITO- 000	Procedimiento: Activación del Plan Integral de Seguridad (PIS),
ITO- 001	Procedimiento: Cierre de líneas de gas,
ITO- 002	Procedimiento: Para detección y localización de fugas,
ITO- 003	Procedimiento: Para controlar y extinguir fuego provocado por Gas,
ITO- 004	Procedimiento: Para controlar fugas de gas sin fuego,
ITO- 005	Procedimiento: Para controlar fugas de gas en el interior de construcciones,
ITO- 006	Procedimiento: Para controlar fugas de gas en el exterior de construcciones,
ITO- 007	Procedimiento: Para trabajos cercanos a obras de terceros o instalaciones existentes,
ITO- 008	Procedimiento: Para controlar la circulación vehicular,
ITO- 009	Procedimiento: Para el manejo e instalación de tuberías de polietileno,
ITO- 010	Procedimiento: Para la limpieza interior de gasoductos,
ITO- 011	Procedimiento para purgado de gasoductos,
ITO- 013	Procedimiento: Para el registro de llamadas de emergencias,
ITO- 014	Procedimiento para la prevención y combate de incendios,
ITO- 015	Procedimiento: Para el incremento de la máxima presión de operación,
ITO- 016	Procedimiento: Para el decremento de la máxima presión de operación,
ITO- 0017	Procedimiento: Para desactivar tuberías que transportan gas natural,
ITO- 018	Procedimiento: Para activar tuberías que transportan gas natural,
ITO- 019	Procedimiento: Vaciado de odorizador del tanque del proveedor,
ITO- 020	Procedimiento: Patrullaje de los sistemas de transporte,
ITO- 023	Procedimiento: Calibración de espesores en instalaciones superficiales,
ITO- 026	Procedimiento: Toma de lecturas de potenciales en gasoductos,
ITO- 028	Procedimiento: Recubrimiento anticorrosivo a instalaciones superficiales,
ITO- 030	Procedimiento: Clasificación de fugas de gas natural,
ITO- 038	Procedimiento: Mantenimiento a válvulas de seguridad tipo axial,



<b>Clave</b>	<b>Procedimientos.</b>
<b>ITO- 071</b>	Procedimiento: Funciones de la Brigada de Emergencia. Sistemas Foráneos,
<b>ITO- 076</b>	Procedimiento de comunicación externa por fugas de gas natural,
<b>ITO- 077</b>	Procedimiento para realizar y evaluar simulacros,
<b>ITO- 078</b>	Procedimiento de Evacuación Externa,
<b>ITO- 082</b>	Procedimiento: Búsqueda, rescate y clasificación de lesionados.

Así mismo, se cuenta con un programa de capacitación anual de seguridad en el cual se tiene programado la realización de simulacros tanto en gabinete y en campo, lo cual forma parte de la política de seguridad, ya que es importante tener al personal operativo capacitado y entrenado para atender cualquier situación de emergencia de manera oportuna.

En términos generales, la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., cuenta con las medidas de seguridad requeridas para asegurar la eficiente operación y mantenimiento de la instalación, con el objeto de brindar una operación confiable del sistema para transporte de gas natural al socio comercial así mismo, contará con un Sistema de Auditorías y Verificaciones por empresas acreditadas y Unidades de Verificación, para la obtención de los dictámenes que aseguren la integridad mecánica y la operabilidad del sistema para transporte de gas natural.



## **CAPÍTULO VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.**

### **VII.1 Presentar el Informe Técnico del Estudio de Riesgo Ambiental.**

El informe Técnico del Estudio de Riesgo Ambiental, se presenta en el anexo 8.

**Ver Anexo 8.** Informe Técnico del Estudio de Riesgo.

### **VII.2 Situación general que presenta la instalación en materia de Riesgo Ambiental.**

El presente Estudio de Riesgo Ambiental corresponde al proyecto ejecutivo de un sistema para transporte de gas natural que será construido en el municipio de Altamira, Tamps., compuesto por tubería en acero al carbón sin costura, especificación API 5L de 8" de diámetro, propiedad de Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., mismo que en su construcción se utilizará el sistema direccional para salvar obstáculos que pudieran presentar algún impacto y riesgo al ambiente, a los habitantes de la población y bienes de los mismos.

En el proyecto ejecutivo en cuestión, se aplica ingeniería de punta con el objetivo de minimizar los riesgos implícitos y satisfacer a sus clientes y socios de un combustible más limpio y amigable con el ambiente. Como resultado del análisis de riesgo, basado en las memorias técnicas-descriptivas y diagrama de instrumentación (DTI's) de las Estaciones de Regulación y Medición y de la línea del gasoducto, se consideraron aquellos eventos donde estuvieran involucrados los sucesos similares ocurridos en otras zonas donde se realiza el mismo diseño y construcción de gasoducto, se tomaron en cuenta los accesorios, tales como: válvulas, medidores, bridas y reguladores, para la determinación de las desviaciones, causas y consecuencias de probables eventos producidos por fallas mecánicas o de operabilidad con sus probables áreas de afectación. Como medida de seguridad, antes de iniciar operaciones, la empresa promovente obtendrá el dictamen de verificación de la integridad mecánica del sistema para transporte de gas natural, por parte de una UV acreditada y aprobada por la Secretaria de Energía y la ema.

#### **VII.2.1 Recomendaciones derivadas del análisis de riesgo efectuado.**

Cualquier instalación que presente riesgos de accidentes mayores tendrá que disponer de medidas de prevención que disminuyan los riesgos de afectación a las instalaciones de la empresa. El tipo y características de dichas medidas dependerán de los riesgos que se pretendan minimizar en el proyecto.

El análisis objetivo de las características del sistema para transporte de gas natural propiedad de Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., arrojó como resultado las siguientes recomendaciones técnico-operativas:

- ❖ Las Estaciones de Regulación y Medición (ERMs) deben estar ubicadas dentro de predios seguros y libres de afectaciones, con la finalidad de asegurar la integridad física de la estación, ya que derivado de la metodología del Análisis de Árboles de Falla (FaultrEase de Arthur D Little) realizados, se considera que el principal factor de probabilidad de incendio o explosión se deriva de la posible afectación por terceros,
- ❖ En base a un programa calendarizado, realizar pruebas que certifiquen la calidad integral y resistencia mecánica de los equipos (calibración de los diferentes dispositivos de seguridad y medición, así como la instrumentación de las estaciones de regulación, medición de espesores en tuberías de conducción y estado físico de los señalamientos instalados en el derecho de vía



del sistema para transporte de Gas Natural y conexiones eléctricas en todo el sistema de gas natural donde se instalen dichas conexiones,

- ❖ En base a un programa calendarizado, cumplir y reforzar constantemente la capacitación del personal operativo y de control, respecto a los procedimientos de respuesta a emergencia,
- ❖ En base a un programa calendarizado, supervisar y reforzar la capacitación del personal sobre el mantenimiento, identificación, operación y manejo de los principales equipos contra incendio,
- ❖ Elaborar y poner en práctica un programa de simulacros para asegurar que el tiempo de respuesta ante una emergencia sea acorde a lo planeado, y constatar que se cuenta con el equipo suficiente para atender cualquier emergencia que pueda suscitarse en el derecho de vía del sistema para transporte de gas natural y mantener evidencia de su cumplimiento,
- ❖ En base a un programa de mantenimiento, efectuar auditorías periódicas sobre el funcionamiento de los distintos sistemas de operación y mantenimiento de seguridad y de prevención,
- ❖ Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., se asegurará de que los procedimientos operativos garanticen actividades de mantenimiento y operación de una manera segura y eficaz, tomando en cuenta como mínimo lo siguiente:
  - La operación, mantenimiento y reparación de tuberías, válvulas y accesorios,
  - Las especificaciones de construcción, planos y datos históricos de las operaciones deben ponerse a disposición del personal operativo,
  - Contará con un programa para la prevención de accidentes (PPA) de conformidad con lo establecido por la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT),
  - Se instrumentará un procedimiento escrito para prevenir daños a las tuberías sepultadas por actividades de construcción.
- ❖ La empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., contará con procedimientos que proporcionen las condiciones de seguridad necesarias cuando se hayan excedido los límites de diseño de operación y debe considerar la respuesta, investigación y corrección relativa a:
  - Cierre de válvulas y paros no intencionales,
  - Incremento o disminución en la presión o en el rango de flujo fuera de los límites de operación normal,
  - Pérdida de comunicaciones,
  - Operación de cualquier dispositivo de seguridad y cualquier otra disfunción no deseable de un componente, desviación de la operación normal, o error humano que pueda resultar en un riesgo para las personas o la propiedad,
  - Revisión de las variaciones de la operación normal después de que han terminado las operaciones anormales. Esto se realizará las veces que sea necesario, principalmente en las localizaciones críticas del sistema para determinar su integridad y operación segura,
  - Notificación inmediata vía radio – teléfono celular al personal operativo responsable cuando se reciba un aviso sobre una operación anormal,
- ❖ Revisión periódica de la respuesta del personal operativo para evaluar la efectividad de los procedimientos para controlar operaciones anormales, y en su caso, realizar las acciones correctivas donde se encuentren deficiencias.



### **VII.3 Conclusiones del Estudio de Riesgo Ambiental.**

El presente estudio llevó a la conclusión de que los riesgos mayores del sistema para transporte de gas natural propiedad de la empresa Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V., es la incidencia de incendio y explosión por afectación en la trayectoria del gasoducto, ya que de acuerdo a su ubicación podría afectar a las personas e infraestructura agrícola, y en su caso desencadenar un incendio mayor dadas las concentraciones de flora existentes en la zona, sin embargo, la promotora del proyecto dará a conocer a los habitantes del municipio donde incidirá el proyecto, las medidas de prevención y control que se instaurarán en la instalación del sistema para transporte de gas natural, para reducir los riesgos existentes por incendio y explosión.

El riesgo existente por la conducción de Gas Natural por ductos es evidente, mismo que es controlable y de ser posible su reducción, poniendo especial atención en los recorridos de celaje, que para el presente proyecto se aplicará a diario. Aunado a lo anterior, los programas de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo, ayudarán a anticiparse a cualquier falla mecánica o de operación que se pueda presentar.

La verificación de la integridad mecánica y de operación del gasoducto por una UV acreditada y aprobada por la Secretaría de Energía y la ema, se realizará antes de entrar en operación y posteriormente con apego a la normativa, lo que asegura y reduce los riesgos del sistema para transporte de gas natural.

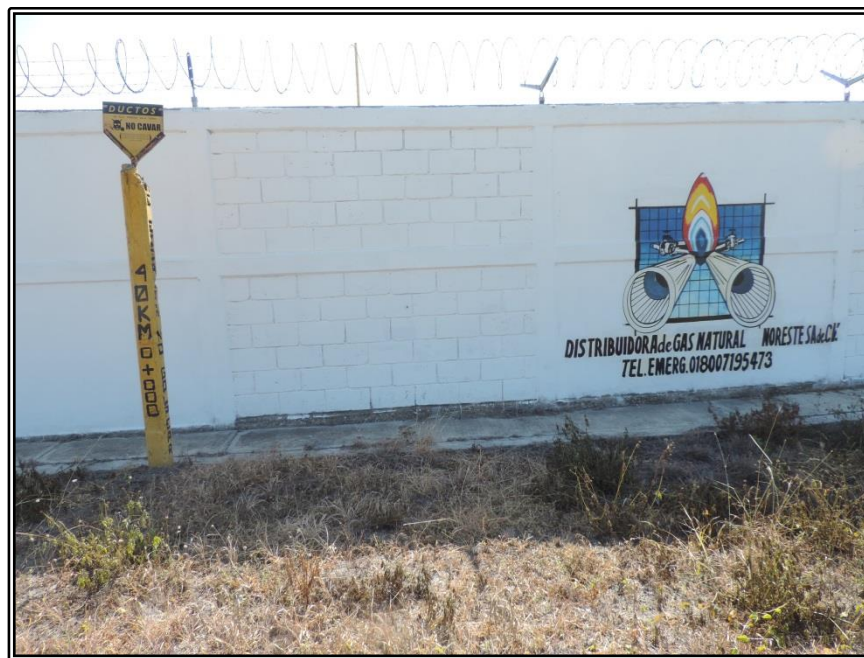
En base a lo anterior, se concluye que existe la factibilidad técnica económica y administrativa, para la construcción del sistema de transporte de gas natural para usos propios compuesto por tubería en acero al carbón de 8"Ø que tendrá su inicio en la interconexión con una ERM existente y finalizará en las instalaciones de la empresa Dynasol.



## CAPÍTULO VIII. ANEXO FOTOGRÁFICO.



**Foto VIII.1** Panorámica Frente al punto donde se ubicará la ERM Dynasol. Vista hacia el sur.



**Foto VIII.2** Punto de inserción del ducto al sistema de ductos administrado por Distribuidora de Gas Natural del Noroeste, S.A. de C.V. (DGNN)



**Foto VIII.3** Panorámica de las instalaciones de DGNN en donde se realizará la conexión y se instalará la ERM Dynasol. Vista hacia el norte.



**Foto VIII.4** Panorámica que muestra el punto donde se realizará el primer cruce a un costado del inicio del puente en el cruce carretero 1. Vista hacia el noroeste.



**Foto VIII.5** Panorámica que muestra la válvula de PEMEX que se encuentra a un costado del puente. Vista hacia el sureste.



**Foto VIII.6** Panorámica donde el trazo del gasoducto cambia de la carretera Tampico- cd. Victoria para ir paralelo al costado norte de la empresa DYNASOL Aquí se aprecian ambas direcciones. La panorámica se tomó hacia el noroeste.



**Foto VIII.7** Panorámica donde se instalará la ERM Dynasol, la foto se tomó en dirección noreste.



**Foto VIII.8** Panorámica donde se instalará la ERM Dynasol, la foto se tomó en dirección suroeste.