



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES

“ARAGÓN”

**REQUISITOS MÍNIMOS DE SEGURIDAD PARA EL DISEÑO Y
CONSTRUCCIÓN DEL GASODUCTO, OJINAGA A EL ENCINO DE
42”Ø x 254 KM, PARA EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL, EN
EL ESTADO DE CHIHUAHUA.**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

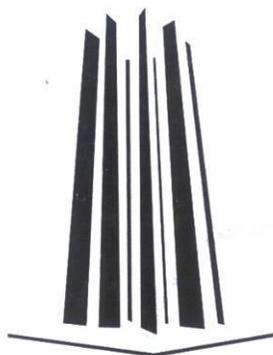
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

P R E S E N T A

MARIO ALBERTO HINOJOSA CIPRIANO

ASESOR: ING. ALEJANDRO RODRIGUEZ LORENZANA.

ASESOR EXTERNO: ING. ERNESTO JIMÉNEZ MONROY.



**Ciudad Nezahualcóyotl,
EDO. MEX.**

2015



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

CONTENIDO

JUSTIFICACIÓN.....	4
OBJETIVO.....	4
INTRODUCCIÓN.....	5
CAPITULO 1. EL GAS NATURAL.....	9
1.1. Gas Natural.....	10
1.2. Proceso de Extracción.....	11
1.3. Producción.....	14
1.4. Transporte.....	17
1.5. Contexto Internacional del Gas Natural.....	18
1.6. Contexto Nacional del Gas Natural.....	22
CAPITULO 2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.....	28
2.1. Objetivo.....	29
2.2. Trayectoria.....	29
2.3. Cantidad máxima diaria, temperaturas y presiones.....	30
2.4. Características operativas del sistema de transporte de Gas natural.....	32
CAPITULO 3. CRITERIOS DE DISEÑO.....	35
3.1. Estudio de trazado.....	36
3.2. Descripción de la Trayectoria del Ducto de Transporte.....	37
3.3. Válvulas de Seccionamiento.....	39
3.4. Estaciones de Medición, Regulación y Control.....	40
3.5. Modelo Hidráulico del Sistema de Transporte de Gas Natural.....	40
3.6. Características Físicas y Propiedades Químicas del Gas a ser Transportado.....	40
3.6.1. Determinación de Diámetros y Capacidad del ducto.....	41
3.6.2. Cálculo del factor de compresibilidad Z por el Método de California Natural Gas Association (CNGA).....	42
3.6.3. Cálculo de la Presión Promedio del Gas.....	43
3.6.4. Parámetro de Ajuste de Elevación.....	44
3.6.5. Cálculo de la velocidad.....	45
3.6.6. Velocidad erosional.....	46
3.6.7. Número de Reynolds.....	46
3.6.8. Factor de Fricción.....	47
3.7. Espesor de Pared de la Tubería.....	49
3.8. Espesor Adicional por Corrosión.....	53
3.9. Espesor de Tolerancia por Fabricación.....	53
3.10. Resultados.....	54
3.11. Franja de afectación y Separación de Ductos con otras Instalaciones.....	54

CAPITULO 4. CONSTRUCCIÓN.....	56
4.1. Control de la corrosión externa.	57
4.2. Sistema de Protección catódica.	59
4.3. Soldadura.	61
4.4. Calificación de Soldadores.	63
4.5. Inspección de Soldaduras.....	64
4.6. Reparación de Soldaduras.	65
4.6.1. Aplicado a Soldaduras Evaluadas Fuera de Norma.	66
4.6.2. Localización y Tipo de Defecto de Soldaduras.	66
4.6.3. Defecto en zona de Paso Caliente, Relleno o Cordón de Vista.	66
4.6.4. Defecto en Zona de FONDEO.	66
4.7. Inspección de Materiales.	67
4.8. Ancho Mínimo de la Franja de Desarrollo.	67
4.9. Doblado de Tubería.	68
4.10. Instalación de Tubos en Zanja.	69
4.11. Prueba de Hermeticidad.	71
4.11.1. Cálculo del Esfuerzo Tangencial.....	72
4.11.2. Cálculo del Porcentaje Mínimo Especificado de Resistencia a la Cedencia.	72
4.12. Régimen de operación, mantenimiento y seguridad.....	73
CONCLUSIONES.	74
FUENTES DE INFORMACIÓN.	76
ANEXO (TABLAS Y FIGURAS).	79

JUSTIFICACIÓN.

Debido a las necesidades de infraestructura en materia de gas natural, el siguiente trabajo define los requerimientos y alcances de los trabajos a realizar por cada una de las disciplinas involucradas en el diseño y construcción del Sistema de Transporte de Gas Natural propuesto, tomando en consideración las condiciones requeridas de calidad, cantidad de energía, presión y temperatura, presentadas en la Licitación Pública Internacional No. LPSTGN-001/14, para la contratación de la Prestación del Servicio de Transporte de Gas Natural por gasoducto a la Comisión Federal de Electricidad en el estado de Chihuahua, por medio de un prestador del Servicio de Transporte de GN ("Transportista") a favor de la CFE, mismas que quedaran como antecedente académico en el acervo de la biblioteca.

OBJETIVO.

Mostrar los procedimientos establecidos en la industria del gas natural para el diseño y construcción de un gasoducto, conforme a las especificaciones técnicas y requisitos mínimos de seguridad, establecidos conforme a la última edición de las normas y códigos nacionales aplicables, conforme a la Ley Federal sobre Metrología y Normalización o a falta de éstas, las normas internacionales aplicables, ya que estos procedimientos son bastantes especializados y no se encuentran concentrados en una sola bibliografía.

INTRODUCCIÓN.

La energía forma parte importante en la vida económica y social del ser humano, las sociedades dependen por completo de su disponibilidad, las actividades que se llevan a cabo tanto productivas y cotidianas, requieren de un importante abastecimiento y acceso a diversos tipos de energía en las diferentes formas en las que esta se encuentre.

La producción de energía crece en el mundo para atender la expansión de la demanda, en medio de una dinámica de los mercados internacionales que altera constantemente los ejes de equilibrio. Mientras Estados Unidos reduce sus importaciones de hidrocarburos y se convierte en uno de los mayores productores del mundo, con menores precios particularmente en el caso del gas natural, el consumo se incrementa en países de Asia como China y la India.

En economías avanzadas como Alemania, Japón y Francia se toman medidas para incrementar la participación de fuentes alternas de energía bajas en emisión de CO₂, esencialmente energías renovables. En economías con alta dependencia al carbón, además de contar con ambiciosos programas de expansión de fuentes renovables, se invierte fuertemente por el desarrollo de tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂¹.

En el caso de México y su gran variedad de recursos naturales que favorecen el desarrollo de un alto número de actividades productivas, incluyendo las relacionadas con la generación de energías renovables, sector eléctrico y la explotación de los hidrocarburos. El sector energético desempeña un papel estratégico en la seguridad nacional, política exterior y en el desarrollo económico del país, tanto por su importancia en el sector productivo como por la contribución histórica que presenta por ser una de las principales fuentes de divisas e ingresos fiscales.

¹ SENER; Estrategia Nacional de Energía 2014 -2028. Pág. 15.

En los últimos años, la tendencia, tanto de producción como de consumo de energía, colocó a México en el camino a convertirse en un país estructuralmente deficitario en energía. En términos de productos finales, nuestro país es importador neto de gasolinas, diesel, turbosina, gas natural, gas licuado de petróleo (LP) y petroquímicos. Adicionalmente, muchos de los sistemas de transporte de energéticos presentan signos de obsolescencia, capacidad limitada, problemas de integridad física y rutas insuficientes de transporte por medio de ductos para expandirse hacia áreas del territorio nacional que hoy no se encuentran atendidas².

En este sentido el mercado de gas natural se ubica como un energético con un amplio potencial de crecimiento en los sectores doméstico, comercial, industrial, autotransporte y eléctrico que marcan en gran parte la pauta que explica la evolución en la sustitución de combustóleo por gas natural en la última década, convirtiéndose en la alternativa predilecta para generar electricidad por su eficiencia en las turbinas de ciclo combinado³ y su combustión limpia y amigable con el medio ambiente. Así como la reducción de los costos variables de generación eléctrica pues aproximadamente el precio por unidad energética del combustóleo representa más de 3 veces el precio del gas natural.

Debido a la gran importancia del gas natural en nuestro país se incrementara el abasto de este energético contribuyendo así a evitar las alertas críticas,⁴ emitidas cuando las condiciones de operación no son seguras para continuar

² SENER; Estrategia Nacional de Energía 2014 - 2028. Pág. 10.

³ Tecnología que utiliza gas natural como combustible para generar energía eléctrica. Consta de dos partes; en la primera, los gases de combustión del gas natural pasan a través de una turbina de gas para generar electricidad. En la segunda, se aprovecha la energía calorífica de los gases de escape, mediante un intercambiador, para producir vapor y alimentar una turbina de vapor para generar aún más electricidad. Con base SENER; Estrategia Nacional de Energía 2014 - 2028. Pág. 245.

⁴ Una alerta crítica es la declaración que hace el transportista por cierto periodo, debido a que existen condiciones de riesgo operativas que afectan la prestación del servicio en el sistema de transporte de gas natural. Con base SENER; Estrategia Nacional de Energía 2014 -2028. Pág. 121.

operando y entregar gas a los clientes, por causa de fuerza mayor y/o por el desabasto de este combustible, lo cual es una paradoja ya que México cuenta con grandes yacimientos de dicho energético, por eso ha surgido la necesidad de desarrollar nuevos proyectos para mejorar la infraestructura en el transporte de este hidrocarburo y así seguir importándolo, utilizándolo en la generación de energía y el sector privado. Todo esto de acuerdo a lo dispuesto en las reformas decretadas a finales del 2013.

Para ello se busca elevar la importación de gas natural desde (Estados Unidos) así como crear infraestructura para satisfacer las necesidades energéticas de nuestro país. Todo esto conlleva a que los nuevos proyectos para mejorar la infraestructura de la red de ductos en su diversas etapas por citar un ejemplo; Diseño, Construcción, Operación, Mantenimiento y Seguridad, se deben llevar a cabo de manera segura tomando en consideración las Normas Oficiales Mexicanas aplicables y a falta de estas y a lo no previsto por las mismas. Con respecto a especificaciones aceptadas internacionalmente en la industria del gas natural, tomando en consideración las características, condiciones y necesidades de nuestro territorio nacional, con el objetivo primordial de mantener las condiciones seguras de operación, mantenimiento y seguridad de dichas instalaciones.

Asimismo este trabajo de investigación se integra de cuatro capítulos. El primer capítulo menciona el proceso de extracción del Gas Natural, producción, y transporte. Así también considera el contexto internacional y nacional del Gas Natural.

El segundo capítulo realiza una descripción del proyecto, los temas que se abordan son objetivo, trayectoria, cantidad máxima diaria, temperaturas y presiones, así también las características operativas del sistema de transporte de Gas Natural.

El tercer capítulo explica los principales criterios de diseño utilizados en el sistema de transporte de gas natural propuesto, bajo los requerimientos mínimos de seguridad establecidos en las Normas Oficiales mexicanas.

En el cuarto capítulo se describen los requisitos generales que debe de cumplir el sistema de transporte de gas natural propuesto, durante su construcción de acuerdo con las especificaciones establecidas en las Normas Oficiales mexicanas y en su caso estándares internacionales. Finalmente se dan las conclusiones del trabajo en las que se resaltan los puntos más importantes.

CAPITULO 1. EI GAS NATURAL.

1.1. Gas Natural.

El gas natural es un combustible de origen fósil proveniente de la descomposición de restos orgánicos. Su obtención se da del subsuelo, se trata de una mezcla de hidrocarburos simples que se encuentra en estado gaseoso, en condiciones ambientales normales de presión y temperatura.

El gas natural comercial está compuesto aproximadamente en un 95% de metano (CH₄)⁵, que es la molécula más simple de los hidrocarburos. Además puede contener pequeñas cantidades de etano, propano y otros hidrocarburos más pesados, también se pueden encontrar trazas de nitrógeno, bióxido de carbono, ácido sulfhídrico y agua⁶.

Tabla. 1. Componentes energéticos del gas natural antes del procesado.

Metano	CH ₄
Etano	C ₂ H ₆
Propano	C ₃ H ₈
Butano	C ₄ H ₁₀
Pentanos en adelante	C ₅ H ₁₂ a C ₁₀ H ₂₂
Otros componentes impurezas	Nitrógeno (N ₂). Bióxido de carbono (CO ₂). Acido Sulfhídrico (H ₂ S) y Agua (H ₂ O)

Fuente: Elaboración propia con datos de Pemex Gas y Petroquímica Básica.

Como medida de seguridad, en la regulación se estipula que los distribuidores y transportistas, deberán adicionar un odorante (Mercaptano) al gas natural, la

⁵ Gas cuando se encuentra puro es incoloro, inodoro e insípido, más ligero que el aire. Su temperatura de condensación a la presión normal (1 atmósfera) es de -161.5° C, en mezcla de 5 a 15 por ciento en volumen con aire forma una mezcla explosiva. Es el primer miembro de la serie de los hidrocarburos saturados (también conocidos como parafinas o alcanos); su fórmula condensada es CH₄. Se le conoce, incluso, como gas de los pantanos por generarse allí como producto de la descomposición anaeróbica de materia orgánica. Es el principal componente del gas natural, con más del 90% en volumen. También se obtiene en la destilación de la hulla. Con base SENER; Estrategia Nacional de Energía 2014 -2028. Pág. 247.

⁶Pemex Gas y Petroquímica Básica.

<http://www.gas.pemex.com.mx/PGPB/Productos+y+servicios/Gas+natural/> [Consulta: 21 de agosto de 2014; 21:30 PM]

cual le da una característica que es un fuerte olor similar al sulfuro (huevo podrido) para que se pueda percibir su presencia en caso de posibles fugas durante su manejo y distribución al consumidor final⁷.

Cabe mencionar que en la actualidad se están investigando los yacimientos de hidratos de metano también conocidos como hielos de metano que son una combinación especial de dos sustancias comunes, agua y gas natural; acumulaciones cristalinas similares al hielo formadas tanto de gas natural como de agua, si estas sustancias se encuentran en condiciones de alta presión y baja temperatura, cuando la concentración del gas excede el límite de la solubilidad, se unen para formar una sustancia sólida parecida, como se ha mencionado antes al hielo, es importante mencionar que vastos volúmenes de sedimentos en el fondo del mar y en las regiones polares favorecen la formación de hidratos de metano⁸.

Asimismo el gas natural puede ser obtenido también de manera artificial, a través de la descomposición de restos orgánicos como son la basura, los desperdicios de vegetales y en los pantanos a este tipo de gas es denominado Biogás.

1.2. Proceso de Extracción.

El gas natural como mezcla gaseosa puede extraerse de forma asociada y/o origen asociado con el petróleo, denominándose “Gas asociado” cuya característica principal es la de encontrarse en contacto y/o disuelto en el aceite

⁷ Pemex Gas y Petroquímica Básica.

<http://www.gas.pemex.com.mx/PGPB/Productos+y+servicios/Gas+natural/> [Consulta: 21 de agosto de 2014; 22:30 PM]

⁸ Hernandez Mendoza Abdiel, La Creciente Dependencia del Gas Natural en México. Los Hidratos de Metano, Tesis Maestro en ciencias con especialidad en Administración de Energía, septiembre 2009. IPN Pág. 63.

crudo del yacimiento este puede ser clasificado como gas de casquete⁹ (libre) o gas en solución (disuelto). Así mismo también se puede extraer de los yacimientos que son únicamente de gas que implica que el yacimiento no produce petróleo, denominándose "Gas No asociado" en donde su característica principal es la de encontrarse en yacimientos que no contienen aceite crudo a las condiciones de presión y temperatura originales. Como ya se comento, sus principales componentes principales en orden decreciente de cantidad son el metano, etano, propano, butanos, pentanos y hexanos.

Cuando se extrae de los pozos, generalmente contiene ácido sulfhídrico, mercaptanos, bióxido de carbono y vapor de agua como impurezas. Las impurezas se eliminan en las plantas de tratamiento de gas, mediante el uso de solventes o absorbentes.

Es importante mencionar que para poderse comprimir y transportar a grandes distancias es conveniente separar los componentes más pesados, como el hexano, pentano, butanos y propano y en ocasiones el etano, dando lugar estos últimos a las gasolinas naturales o a los líquidos del gas natural, para lo cual se utilizan los procesos criogénicos.

El gas natural cuando se encuentra fuera de los yacimientos productores ya sea asociado o no asociado, por sus características y composición puede ser clasificado en tres tipos;

⁹ Casquete de gas; Parte superior del yacimiento en un depósito único que contiene gas y aceite, donde el gas se almacena a menudo. Con base SENER; Estrategia Nacional de Energía 2014 - 2028. Pág. 245.

El **Gas húmedo**¹⁰ **amargo** contiene derivados del azufre, tales como ácido sulfhídrico, mercaptanos, sulfuros y disulfuros. Proviene directamente de los yacimientos de crudo o de los diversos procesos de refinación.

El **Gas húmedo Dulce** es un hidrocarburo libre de ácido sulfhídrico, mercaptanos y otros derivados de azufre. Existen yacimientos de gas dulce, pero generalmente se obtiene endulzando el gas natural amargo utilizando solventes químicos, solventes físicos o adsorbentes.

Gas Seco contiene cantidades menores de hidrocarburos más pesados que el metano. También se obtiene de las plantas de proceso.

Por otro lado el gas natural no convencional es aquel que se encuentra en yacimientos no comunes de depósitos de hidrocarburos y cuya explotación requiere alta tecnología. Este tipo de gas está almacenado de forma natural en formaciones de roca de baja permeabilidad, lo cual hace más complicado su proceso de extracción.

Existen varios tipos de gases no convencionales. Entre los que destacan;

Shale gas (gas lutita o gas de esquisto) Gas natural que se encuentra atrapado dentro de las formaciones de esquisto o lutitas, que son de grano fino, rocas sedimentarias que pueden ser ricas fuentes de petróleo y gas natural.

¹⁰ Gas Húmedo es la mezcla de hidrocarburos que se obtiene del proceso del gas natural del cual le fueron eliminadas las impurezas o compuestos que no son hidrocarburos, y cuyo contenido de componentes más pesados que el metano es en cantidades tales que permite su proceso comercial. Con base SENER; Estrategia Nacional de Energía 2014 -2028. Pág. 247. Endulzamiento; Es el proceso donde se remueven los contaminantes como el ácido sulfhídrico y el dióxido de carbono del gas húmedo amargo recibido de los pozos productores. Este proceso consiste en la absorción selectiva de los contaminantes mediante una solución acuosa a base de aminas, la cual circula en un circuito cerrado donde es regenerada para su continua utilización. SENER; Prospectiva del gas natural y gas LP 2013 – 2027 pág. 247

Coalbed methane (gas grisú) Gas natural extraído de capas de carbón. Debido a su alto contenido en materia orgánica el carbón retiene gran cantidad de gas adsorbido, que forman parte la seguridad energética de este país.

Thight gas (arenas comprimidas) Gas natural contenido en formaciones subterráneas comprimidas, principalmente de arenisca o piedra caliza que es excepcionalmente impermeable y no poroso (arena apretada).

1.3. Producción.

Se utilizan básicamente cuatro procesos de producción:

Endulzamiento de gas y condensados: consiste en la separación de gases ácidos de la corriente de hidrocarburos, específicamente ácido sulfhídrico (H_2S) y bióxido de carbono (CO_2). Se obtienen dos productos intermedios: gas húmedo dulce y gas ácido¹¹.

Recuperación de azufre: los gases ácidos producto del proceso de endulzamiento son convertidos a través de reacciones térmicas y catalíticas a azufre elemental. El azufre, como producto terminado se comercializa en el mercado nacional e internacional. Este proceso evita la emisión descontrolada de compuestos de azufre a la atmósfera¹².

Recuperación de licuables: el gas húmedo dulce es separado en dos corrientes, una correspondiente a un producto intermedio líquido, conocido como licuables del gas o líquidos criogénicos y otra gaseosa, correspondiente a un producto

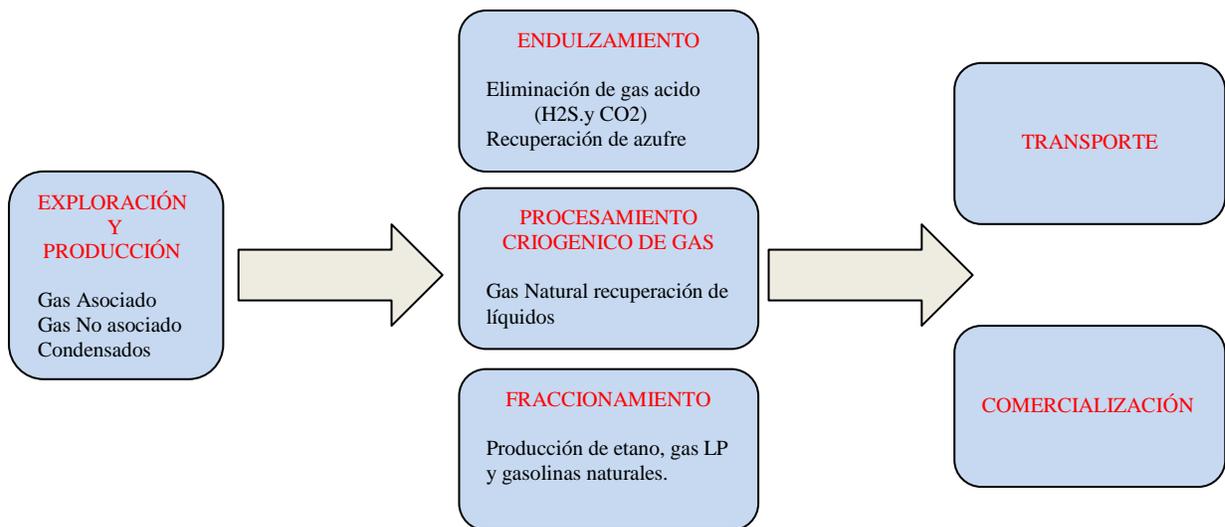
¹¹ Pemex Gas y Petroquímica Básica
<http://www.gas.pemex.com.mx/PGPB/Conozca+Pemex+Gas/Semblanza/Cadena+de+valor/>
[Consulta: 23 de agosto de 2014; 16:30 PM]

¹² Pemex Gas y Petroquímica Básica
<http://www.gas.pemex.com.mx/PGPB/Conozca+Pemex+Gas/Semblanza/Cadena+de+valor/>
[Consulta: 23 de agosto de 2014; 16:30 PM]

terminado denominado "gas natural", que constituye el principal producto comercializado por Pemex Gas en territorio nacional¹³.

Fraccionamiento de hidrocarburos: los licuables del gas son separados en tres productos terminados: etano, gas licuado del petróleo (gas doméstico, LPG o GLP) y naftas (ligeras y pesadas). Estos productos son distribuidos y comercializados en territorio nacional o exportados, dependiendo de las condiciones de mercado¹⁴.

Diagrama 1. Cadena de valor Pemex Gas y Petroquímica Básica.

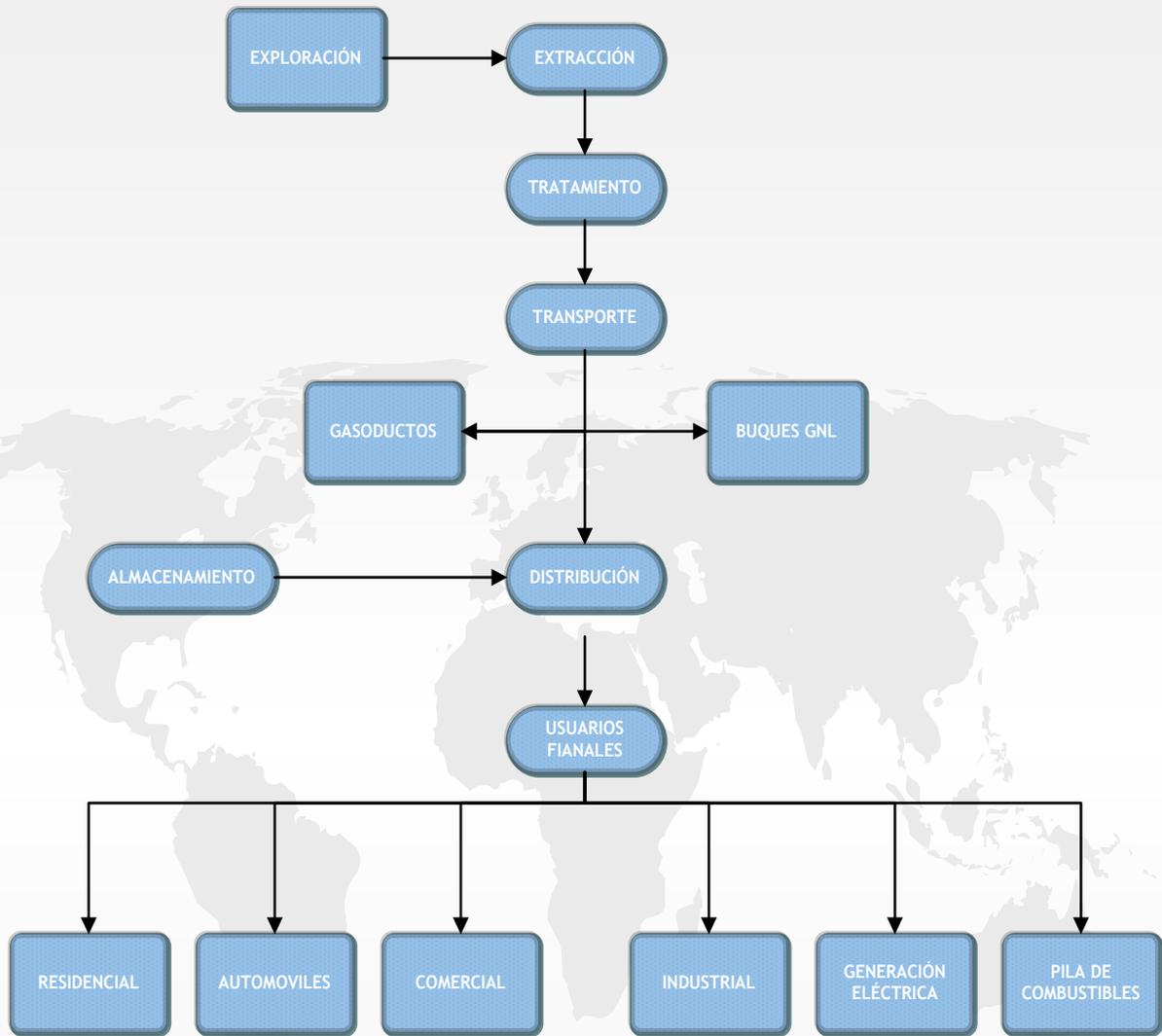


Fuente: Elaboración propia con base de Pemex Gas y Petroquímica Básica.

En cuanto a las actividades que se desarrollan en la industria mundial del gas natural, estas se encuentran divididas de acuerdo al **Diagrama 2**.

¹³ Pemex Gas y Petroquímica Básica
<http://www.gas.pemex.com.mx/PGPB/Conozca+Pemex+Gas/Semblanza/Cadena+de+valor/>
[Consulta: 23 de agosto de 2014; 16:30 PM]

¹⁴ Pemex Gas y Petroquímica Básica
<http://www.gas.pemex.com.mx/PGPB/Conozca+Pemex+Gas/Semblanza/Cadena+de+valor/>
[Consulta: 23 de agosto de 2014; 15:00 PM]



Fuente: Elaboración propia con base. Garcia Reyes Miguel "La seguridad energética en el siglo XXI". 2009. México DF, Editorial Centro de investigaciones geopolíticas en energía y medio ambiente y Garcia Goldman y Koronovsky editores.

1.4. Transporte.

La distribución geográfica de los centros de producción y abastecimiento, y su relación con los puntos de demanda, requieren de una robusta infraestructura para el transporte y distribución¹⁵.

El gas natural se distribuye y transporta mediante una red de tuberías (gasoducto¹⁶) y/o barco de las cuales se efectúan las entregas a los clientes para el consumo del sector domestico y/o residencial, automotor, comercial industrial, eléctrico y pila de combustibles. Sin embargo en algunas ocasiones, por temas de distancia y costo, se emplean otras formas de transporte a través de buques metaneros.

El proceso de enfriamiento (licuefacción) al cual es sometido el gas natural a una temperatura de -162°C, con lo cual se reduce su volumen por un factor de 600 adquiriendo la forma líquida a la resultante se le denomina Gas Natural Licuado (**GNL**) permitiendo que este sea transportable en buques diseñados para tal propósito, o pueda ser almacenado en tanques.

Al ser transportado y al llegar a los puntos de consumo, es almacenado y sometido a un nuevo proceso denominado "regasificación" que consiste en calentar el Gas Natural Licuado para convertirlo en Gas Natural y poder consumirlo en equipos de consumo o trasportarlo por medio de gasoductos para sus usos residenciales, industriales o eléctricos. Es el proceso que consiste en calentar el Gas Natural Licuado para convertirlo en Gas Natural y poder consumirlo en calderas o quemadores, o exportarlo fuera de la planta de regasificación para usos comerciales.

¹⁵ Pemex Gas y Petroquímica Básica
<http://www.gas.pemex.com.mx/PGPB/Conozca+Pemex+Gas/Semblanza/Cadena+de+valor/>
[Consulta: 23 de agosto de 2014; 18:00 PM]

¹⁶ Sistema o conjunto de instalaciones que sirven para transportar el gas natural, procedente de los centros productores o de las plantas de tratamiento y utilización de gases, a los centros de distribución o a los usuarios de grandes volúmenes.

1.5. Contexto Internacional del Gas Natural.

El gas natural posee cualidades como la producción temprana que estimula el desarrollo de la actividad extractiva, a nivel mundial es un mercado cuya tendencia va a la alza, su crecimiento es mucho mayor que la del petróleo, al igual que lo que sucede con el petróleo, las mayores reservas probadas de gas natural se encuentran en uno pocos países, existe una importante carencia de infraestructura para la producción, transporte, distribución, procesamiento y comercialización del gas natural, la incertidumbre acerca del cumplimiento de los topes para emisiones de carbono condicionan también el posible crecimiento de la demanda de gas natural, produce menores emisiones de gases contaminantes haciéndolo apropiado para su empleo en diversas tecnologías más eficientes, sistemas de cogeneración, ciclos combinados, climatización entre otras

En la **Tabla 2.** Se muestra a partir del 2004 la tendencia mundial de crecimiento del consumo gas natural como energía primaria.

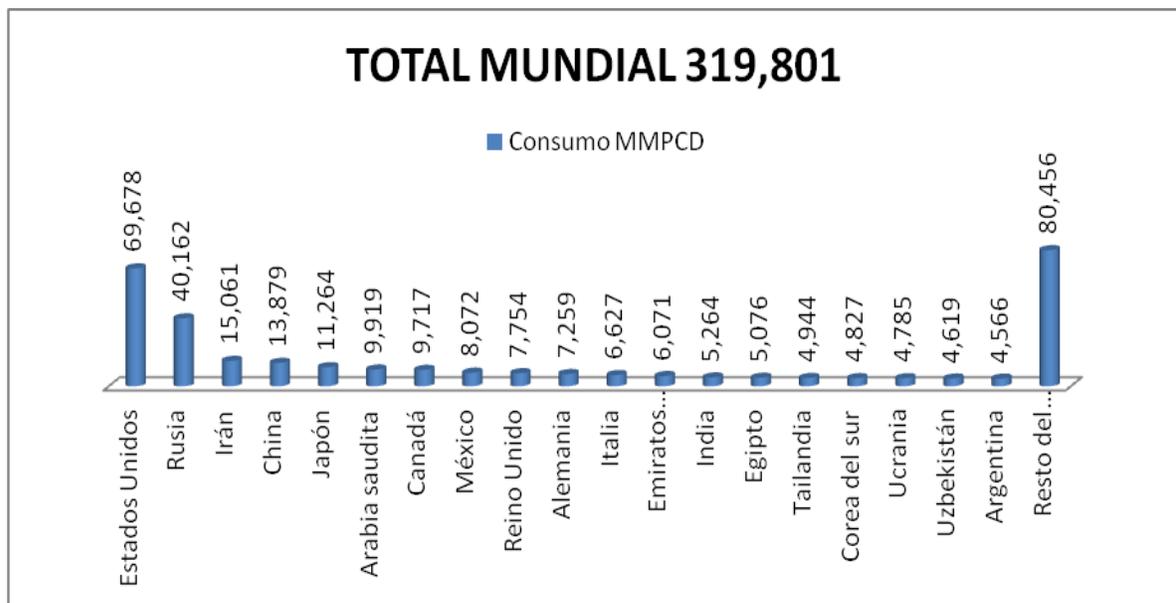
Tabla. 2. Consumo Mundial de Energía Primaria por tipo de fuente, 2004-2011.
(Millones de toneladas de petróleo crudo equivalente)

Año	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Total mundial	10,482	10,801	11,088	11,398	11,536	11,363	11,978	12,275
Petróleo	3,859	3,908	3,945	4,007	3,996	3,909	4,032	4,059
Carbón	2,858	3,013	3,164	3,306	3,342	3,306	3,532	3,724
Gas natural	2,432	2,511	2,566	2,661	2,731	2,661	2,843	2,906
Hydroenergía	633	659	684	697	725	736	779	791
Nucleoenergía	625	627	635	622	619	614	626	599
Renovables	74	83	93	106	122	137	166	195

Fuente: Elaboración propia con datos en la información de BP Statistical review of World Energy (2013).

Durante 2012, el consumo de gas natural de Estados Unidos y China impulsó el crecimiento de la demanda mundial, mientras que los países europeos se caracterizaron por sus resultados negativos. Por el lado de la oferta, Estados Unidos y Noruega aportaron la mayor producción adicional. Asimismo, México importó gas natural principalmente de Estados Unidos, Qatar y Perú¹⁷.

Grafica 1. Consumo Mundial de gas natural, 2012.
(Millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: Elaboración propia con datos en la información de BP Statistical Review of World Energy (2013).

En la **Tabla 3.** Se muestra la estimación de reservas probadas mundiales de gas que fue 6,614 billones de pies cúbicos (bpc), lo que significó una reducción de 0.3% respecto al 2011.

¹⁷ SENER; Prospectiva Gas Natural y Gas LP. 2013 - 2027. Pág. 28.

Tabla 3. Reservas probadas mundiales de gas natural, 2012¹
(billones de pies cúbicos)

Posición	País	Reserva probada (bpc)	Participación mundial
1	Irán	1,187.3	18.0%
2	Rusia	1,162.5	17.6%
3	Qatar	885.1	13.4%
4	Turkmenistán	618.1	9.3%
5	Estados Unidos	300.0	4.5%
6	Arabia Saudita	290.8	4.4%
7	Emiratos Árabes	215.1	3.3%
8	Venezuela	196.4	3.0%
9	Nigeria	182.0	2.8%
10	Argelia	159.1	2.4%
11	Australia	132.8	2.0%
12	Irak	126.7	1.9%
13	China	109.3	1.7%
14	Indonesia	103.3	1.6%
15	Noruega	73.8	1.1%
35.0	México	12.7	0.2%
Total mundial		6,614.1	100%
Países Miembros de la OCDE		658.4	10%
Países de la Ex-URSS		5,955.7	90.0%

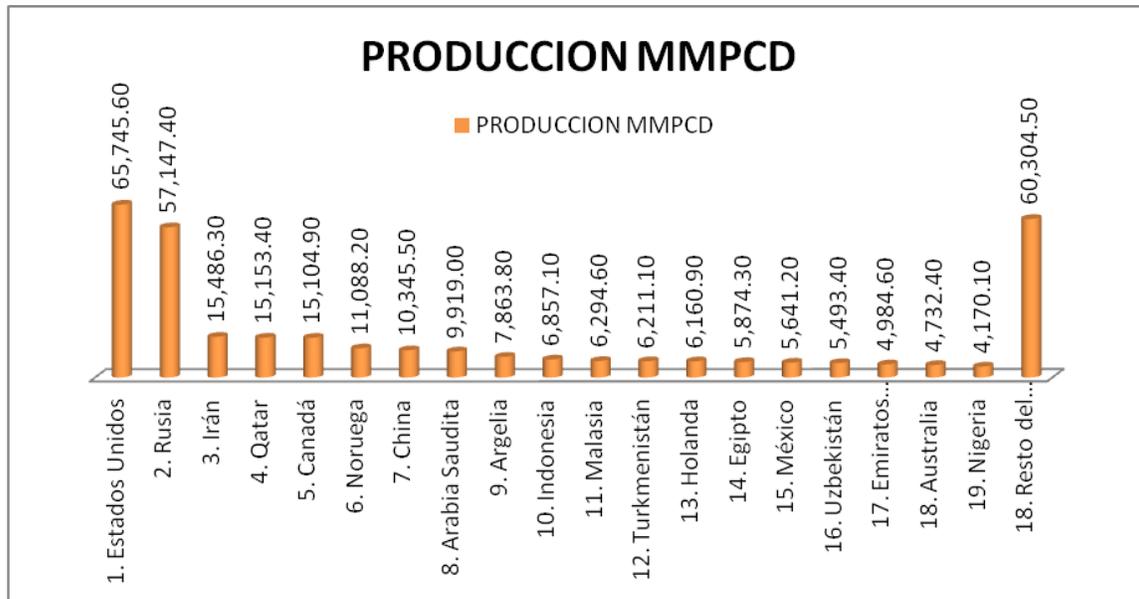
bpc: Billones de pies cúbicos.

¹ Cifras al cierre de 2012.

Fuente: Con datos SENER. Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2013 - 2027.

En la **Grafica. 2** se muestra la estimación de producción mundial de gas natural, observando que Estados Unidos y Rusia encabezan son los mayores productores mundialmente. Por otra parte México ocupa el lugar No. 15. La producción mundial de gas natural aumentó 1.9% (6,140 mmpcd) en 2012 con respecto al año anterior, promediando 324,578 mmpcd. Aunque la región Europa y Euroasia posee la mayor participación en la producción mundial, fueron las regiones Medio Oriente y Norteamérica las que presentaron los mayores incrementos en 2012. Asimismo, los países con los mayores crecimientos en términos absolutos, fueron Estados Unidos y Noruega, que en forma conjunta aportaron una oferta adicional de 4,245 mmpcd.

Grafica 2. Producción Mundial de gas natural, 2012.
(Millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: Elaboración propia con datos en la información de BP Statistical Review of World Energy (2013).

Tabla 4. Producción mundial de gas natural por región, 2013 - 2040
(miles de millones de pies cúbicos diarios)

Región/País	2013	2015	2020	2025	2030	2035	2040
OCDE	116.7	115.9	124.6	134.4	143.9	155.3	167.1
América	83.7	83.4	91.6	98.8	104.7	112.6	121.2
Europa	26.1	24.7	22.0	21.9	23.5	25.3	27.1
Asia	6.9	7.8	10.9	13.8	15.7	17.4	18.8
No OCDE	205.6	215.0	238.0	263.0	291.1	320.0	343.3
Europa y Euroasia	77.1	79.5	87.6	97.6	109.0	119.2	124.5
Asia	40.6	40.8	42.8	46.4	52.6	60.2	67.1
Oriente Medio	51.7	55.2	62.2	69.0	75.3	80.6	86.0
África	19.5	22.0	25.5	28.1	30.8	34.0	37.2
Centro y Sudamérica	16.7	17.6	20.1	21.7	23.3	26.0	28.5
Total mundial	322.3	330.9	362.6	397.4	434.9	475.3	510.4

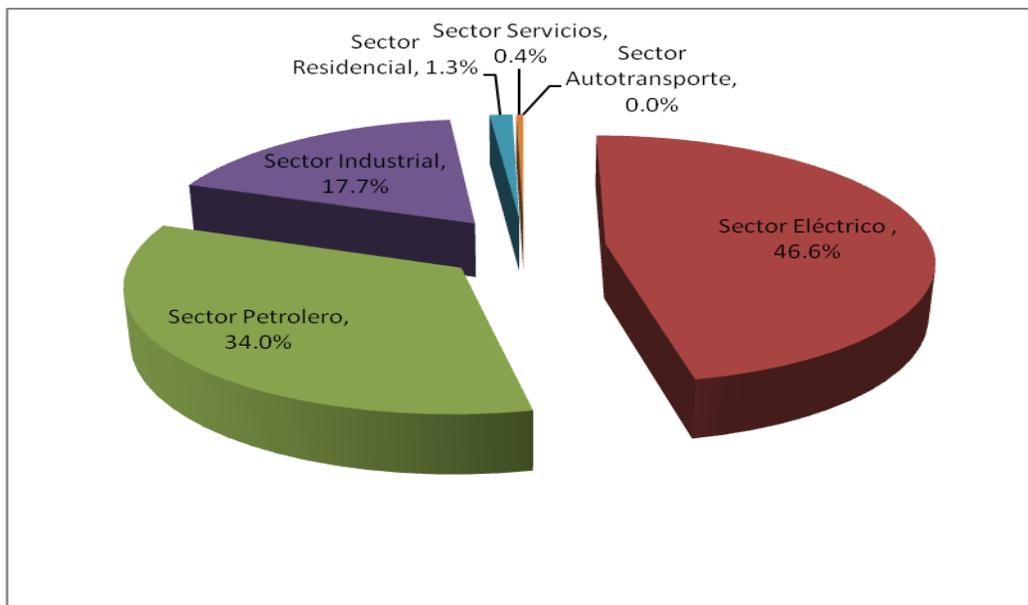
*tasa media de crecimiento anual 2013-2040.

Fuente: Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2013 - 2027

1.6. Contexto Nacional del Gas Natural.

En 2012 la demanda de gas natural en México creció con respecto al año anterior, como se observa en la **Grafica. 4** el sector eléctrico ocupa la mayor demanda de este hidrocarburo, así mismo el aumento ha sido sostenido por el incremento de la demanda del sector petrolero e industrial impulsando dicho crecimiento.

Grafica 3. Estructura de la demanda de gas natural 2012.
(Participación porcentual por Sector)



Fuente: Elaboración propia con datos de la Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2013-2027

En la **Tabla. 5** se observa el consumo de gas natural por regiones y el total nacional la cual muestra el incremento de este hidrocarburo en las actividades productivas, tomando en consideraciones algunos decrementos por la caída en el crecimiento económico del país.

REQUISITOS MÍNIMOS DE SEGURIDAD PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DEL GASODUCTO, OJINAGA A EL ENCINO DE 42"Ø x 254 KM, PARA EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL, EN EL ESTADO DE CHIHUAHUA.

Tabla 5. Consumo regional de gas natural por estado, 2002-2012
(millones de pies cúbicos diarios)

Estado	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Total nacional	4,434.5	4,858.6	5,167.5	5,087.6	5,672.9	5,925.9	6,109.9	6,104.0	6,340.9	6,512.2	6,678.4
Noroeste	154.0	256.7	311.8	334.4	391.5	376.3	428.9	408.3	380.0	399.3	445.3
Baja California	100.1	180.0	226.8	248.1	282.8	265.8	303.2	289.2	255.6	276.2	317.6
Baja California Sur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sinaloa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sonora	53.9	76.7	85.0	86.4	108.7	110.6	125.7	119.1	124.4	123.1	127.7
Noreste	1,193.1	1,268.2	1,401.1	1,418.7	1,634.1	1,785.8	1,807.9	1,834.0	1,965.6	2,219.3	2,217.0
Chihuahua	213.0	223.5	220.6	199.3	229.6	258.5	266.0	276.4	280.7	306.5	322.1
Coahuila	145.0	126.8	128.0	122.1	129.7	136.3	142.3	127.3	139.2	156.5	174.1
Durango	45.3	38.0	39.0	71.8	98.6	107.5	107.8	112.3	153.3	186.6	193.1
Nuevo León	529.2	609.0	560.0	554.6	607.0	604.1	617.4	591.2	633.4	667.7	672.4
Tamaulipas	260.6	270.9	453.6	470.9	569.2	679.3	674.3	726.8	759.0	902.0	855.4
Centro - Occidente	472.0	498.3	520.1	518.0	564.8	637.3	705.0	666.2	703.4	728.9	789.4
Aguascalientes	4.6	6.8	9.9	10.7	12.6	12.4	12.8	13.2	16.9	19.2	20.9
Colima	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	53.6
Guanajuato	171.5	189.3	192.6	194.8	217.7	219.6	220.4	201.0	211.2	217.0	226.4
Jalisco	53.5	49.9	45.2	45.6	48.0	47.2	50.0	50.4	54.2	57.1	59.4
Michoacán	97.6	128.1	136.2	125.9	134.5	139.7	131.6	65.9	111.2	119.9	114.3
Querétaro	125.1	99.7	110.4	114.7	121.2	111.6	118.1	157.4	138.4	127.0	143.5
San Luis Potosí	19.6	24.5	25.8	26.4	30.8	106.9	172.1	178.3	171.6	188.8	171.3
Zacatecas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro	604.6	651.9	646.1	604.0	642.7	639.1	655.8	672.9	712.1	752.4	754.1
Distrito Federal	54.8	56.5	58.9	56.6	55.6	50.9	48.6	50.2	64.1	70.1	74.5
Hidalgo	146.0	177.2	207.7	169.9	181.6	151.1	168.8	155.2	153.4	149.9	162.9
México	315.9	313.0	275.3	283.5	300.9	321.7	319.5	348.1	329.2	335.0	316.6
Morelos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.2
Puebla	71.9	88.3	87.4	78.3	87.8	98.4	102.1	97.7	141.4	172.3	170.3
Tlaxcala	16.1	16.9	16.9	15.7	16.8	17.0	16.9	21.7	24.0	25.1	28.6
Sur-Sureste	2,010.7	2,183.5	2,288.3	2,212.4	2,439.9	2,487.3	2,512.3	2,522.7	2,579.8	2,412.4	2,472.6
Campeche	57.2	97.6	106.7	108.5	116.5	135.4	740.2	89.3	124.1	105.3	120.0
Chiapas	355.3	355.9	354.6	384.3	419.0	450.8	542.8	577.1	561.4	76.6	76.6
Oaxaca	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	3.0	4.1	4.0	0.0	0.0	0.0
Quintana Roo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tabasco	158.9	151.0	155.0	151.5	147.0	152.9	174.7	182.3	191.3	663.0	651.8
Veracruz	674.4	746.9	796.5	735.8	843.9	904.0	882.4	900.6	917.2	844.9	866.7
Yucatán	107.9	87.8	88.5	83.9	108.7	151.4	168.1	168.7	151.8	122.5	114.7
Agua territoriales	657.0	744.2	787.0	748.4	803.4	689.8	0.0	600.7	634.0	600.1	642.8

Fuente: Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2013 - 2027

En la **Tabla. 6** se observa que las reservas remanente totales¹⁸ de gas natural a principios del año 2013, se estimaron en 63,299.4 mmpcd, lo que significo un crecimiento respecto al año anterior, la mayoría de las reservas de gas natural corresponden al gas natural asociado debido a que las grandes cantidades de yacimientos de nuestro país son de aceite.

Tabla 6. Reservas remanentes totales de gas natural, 2003-2013*
(miles de millones de pies cúbicos)

Año	Tipo de gas	Total	Región			
			Marina Noreste	Marina Suroeste	Norte	Sur
2003	Asociado	52,010.8	6,919.5	3,627.6	32,659.2	8,804.5
	No asociado	13,422.1	0.0	2,773.8	6,087.4	4,560.9
2004	Asociado	50,412.8	6,437.4	3,480.7	32,365.6	8,129.1
	No asociado	13,480.0	0.0	2,679.0	6,608.1	4,192.9
2005	Asociado	49,431.5	6,036.5	3,574.9	32,373.3	7,446.8
	No asociado	14,447.3	57.8	3,048.5	7,210.0	4,131.0
2006	Asociado	48,183.0	6,130.7	2,961.6	31,726.6	7,364.1
	No asociado	14,171.8	57.8	2,709.3	7,328.5	4,076.2
2007	Asociado	47,403.0	5,658.9	3,280.4	31,436.5	7,027.2
	No asociado	15,642.1	57.8	4,681.5	7,473.5	3,429.4
2008	Asociado	46,067.0	5,325.0	3,163.0	30,594.1	6,984.9
	No asociado	15,291.6	57.8	5,106.3	6,952.0	3,175.5
2009	Asociado	44,710.0	4,835.1	3,232.9	29,883.7	6,758.4
	No asociado	15,664.3	57.8	6,338.9	6,619.4	2,648.2
2010	Asociado	44,046.7	4,481.8	3,262.6	29,498.7	6,803.6
	No asociado	17,189.4	57.8	8,964.3	5,825.0	2,342.3
2011	Asociado	43,294.9	4,699.3	2,933.1	28,962.7	6,699.8
	No asociado	17,980.0	57.8	10,315.0	5,669.3	1,937.9
2012	Asociado	43,710.4	4,380.9	3,594.3	29,028.4	6,706.9
	No asociado	17,930.5	57.8	11,020.9	4,929.7	1,922.1
2013	Asociado	44,402.5	4,378.5	3,833.1	29,102.9	7,088.1
	No asociado	18,826.9	57.8	12,168.8	4,645.5	1,954.8

*Cifras al 1 de enero de cada año.

Fuente: Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2013-2027

¹⁸ Reserva remanente Volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que queda por producirse económicamente de un yacimiento a determinada fecha, con las técnicas de explotación aplicables. Es la diferencia entre la reserva original y la producción acumulada de hidrocarburos a una fecha específica.

La producción primaria de gas natural de 2012 totalizo 6,385 mmpcd, 3.2% menos que el año anterior. Debido a una reducción en la producción del gas asociado, fundamentalmente en la región de exploración y producción Norte. La extracción de gas natural ha presentado una disminución de 2010 a 2012 debido a los bajos precios del gas que derivo en una rentabilidad menor que los proyectos de gas no asociado en comparación con los proyectos de crudo, de los cuales se ha obtenido gas asociado.

Tabla 7. Extracción de gas natural por región, 2002-2012
(millones de pies cúbicos diarios)

Región	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Producción de gas con nitrógeno											
Extracción total	4,423	4,498	4,573	4,818	5,356	6,058	6,919	7,031	7,020	6,594	6,385
Marina Noreste	831	940	947	928	920	1,157	1,901	1,782	1,584	1,406	1,334
Marina Suroeste	621	581	603	655	856	993	1,023	1,112	1,172	1,208	1,259
Sur	1,704	1,630	1,495	1,400	1,352	1,353	1,451	1,600	1,765	1,692	1,652
Norte	1,268	1,347	1,528	1,835	2,228	2,556	2,544	2,537	2,500	2,288	2,139
Producción de gas hidrocarburo sin nitrógeno											
Extracción total	4,423	4,498	4,573	4,818	5,356	5,915	6,289	6,534	6,337	5,913	5,676
Marina Noreste	831	940	947	928	920	1,014	1,272	1,286	1,007	821	732
Marina Suroeste	621	581	603	655	856	993	1,023	1,112	1,172	1,208	1,259
Sur	1,704	1,630	1,495	1,400	1,352	1,353	1,451	1,600	1,659	1,596	1,545
Norte	1,268	1,347	1,528	1,835	2,228	2,556	2,544	2,537	2,500	2,288	2,139

Fuente: Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2013-2027

En 2012, los CPG produjeron 3,628 mmpcd de gas seco, 1.7% menos que el año anterior, esto se explica debido a una menor oferta de gas húmedo amargo en el sureste y de gas húmedo en burgos, como se observa en la Tabla. 8. Los CPG Burgos y Nuevo Pemex tuvieron una mayor producción de gas seco procesado.

REQUISITOS MÍNIMOS DE SEGURIDAD PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DEL GASODUCTO, OJINAGA A EL ENCINO DE 42"Ø x 254 KM, PARA EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL, EN EL ESTADO DE CHIHUAHUA.

Tabla 8. PGPB: Capacidad instalada y producción de gas natural, 2012
(millones de pies cúbicos diarios)

Centro procesador	Capacidad instalada de endulzamiento de gas amargo	Capacidad instalada de recuperación de líquidos	Proceso de endulzamiento de gas amargo	Proceso de recuperación de líquidos del gas dulce	Producción de gas seco ¹
Total	4,503	5,912	3,395	4,346	3,628
Cactus	1,960	1,275	1,620	955	770
Cd. Pemex	1,290	915	931	872	787
Matapionche	109	125	33	33	31
Nuevo Pemex	880	1,500	580	1,103	877
Poza Rica	230	490	196	190	169
Arenque	34	33	35	32	32
La Venta		182		145	125
Pajaritos ²		192		140	
Burgos		1,200		875	838

Nota: Los totales pueden no coincidir debido al redondeo de las cifras.

1 Incluye el gas húmedo a ductos y a bombeo neumático (PEP); no incluye etano a ductos de gas seco.

2 Se considera parte del CPG Área Coatzacoalcos.

Fuente: Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2013 - 2027.

El sistema nacional de gasoductos a diciembre de 2012 se compone de una extensión 9,038 km, la red cuenta con dos sistemas de transporté de gas natural el SNG y el sistema Naco-Hermosillo. En la actualidad se ha presentado una demanda creciente de gas natural siendo esto un problema para la infraestructura en nuestro país, en el sentido de que partes del sistema nacional de gasoductos se encuentran cercanos a su capacidad máxima. Como consecuencia de comprometer la seguridad y confiabilidad del abastecimiento del Gas natural hacia los consumidores o usuarios finales. Para hacer frente a la reducción de la oferta de gas natural, PGPB opera prácticamente al máximo su capacidad de importación en base firme en el sur de Texas y ha incrementado, en la medida de lo posible, el uso de la capacidad de importación¹⁹.

¹⁹ SENER; Prospectiva Gas Natural y Gas LP. 2013 - 2027. Pág. 28.

REQUISITOS MÍNIMOS DE SEGURIDAD PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DEL GASODUCTO, OJINAGA A EL ENCINO DE 42"Ø x 254 KM, PARA EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL, EN EL ESTADO DE CHIHUAHUA.

Figura. 1: Red de Ductos y Centros procesadores de Gas, a diciembre de 2012.



Fuente: SENER. Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P.2013 - 2027.

Por otro lado el gobierno federal en conjunto con sus organismos centralizados y descentralizados PEMEX, CFE y la CRE, mantienen una estrategia de abastecimiento de gas natural con la importación de Gas Natural Licuado en los puertos de manzanillo y Altamira. Así como los permisos de transporte de gas natural a particulares que otorga la Comisión Reguladora de Energía y la construcción de estaciones de compresión Teniendo como objeto el incremento de presión en el sistema de transporte de gas natural.

CAPITULO 2.

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.

2.1. Objetivo.

El proyecto denominado “Sistema de Transporte de gas Natural Ojinaga a él Encino de 42”Ø x 254 Km” tiene como objeto inicial transportar gas natural (**GN**) importado desde Estados Unidos de América (**EUA**) desde su punto de recepción y/o transferencia de custodia (Ojinaga Chihuahua), hasta los puntos de entrega y/o consumo **EMRyC** en la ciudad del (El Encino Chihuahua). En condiciones requeridas de calidad, cantidad de energía, presión y temperatura.

Tabla. 9. Trayecto del sistema de transporte de GN, correrá de los puntos de recepción y hasta los puntos de entrega.

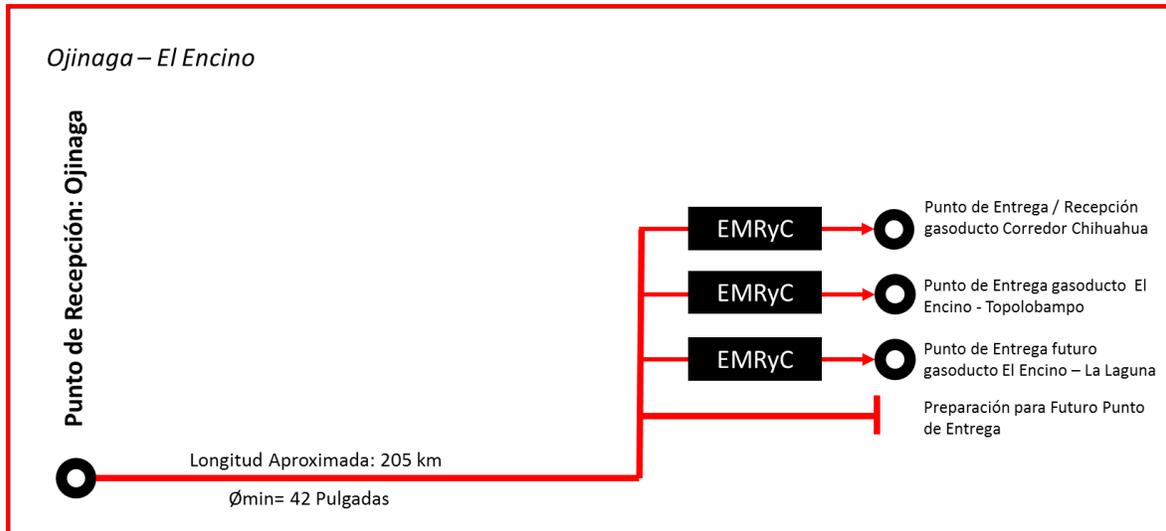
Punto de Recepción	Puntos de Entrega
Limite internacional frontera con los EE.UU municipio de Ojinaga <i>(Estado de Chihuahua)</i>	Diversos Gasoductos El Encino <i>(Estado de Chihuahua)</i>

Fuente: Convocatoria de la licitación pública internacional para la prestación del servicio de transporte de gas natural por gasoducto a la comisión federal de electricidad en el trayecto de Ojinaga a él Encino, en el estado de Chihuahua, por medio de un prestador de servicio de transporte de GN (transportista) a favor de la comisión federal de electricidad acorde a los principios del art. 134 constitucional, la ley reglamentaria del art. 27 constitucional en el ramo del petróleo y el reglamento de gas natural NO. LPSTGN–001/14.

2.2. Trayectoria.

El Gasoducto suministrará el gas natural con seguridad y eficiencia para satisfacer los requerimientos del sector eléctrico en las regiones centro, Norte y Occidente desde el punto de recepción Ojinaga estado de Chihuahua; con las siguientes características:

Figura. 2: Diagrama Esquemático del Sistema de transporte Ojinaga – El encino.



Nota 1 El diagrama mostrado en la Figura 2, es únicamente ilustrativo.

Nota 2 El sistema deberá diseñarse con un diámetro externo mínimo de 42 pulgadas.

Fuente: Convocatoria de la licitación pública internacional para la prestación del servicio de transporte de gas natural por gasoducto a la comisión federal de electricidad en el trayecto de Ojinaga a él Encino, en el estado de Chihuahua, por medio de un prestador de servicio de transporte de GN (transportista) a favor de la comisión federal de electricidad acorde a los principios del art. 134 constitucional, la ley reglamentaria del art. 27 constitucional en el ramo del petróleo y el reglamento de gas natural NO. LPSTGN–001/14. Anexo 6, sección 2.

2.3. Cantidad máxima diaria, temperaturas y presiones.

La línea operará con un flujo de 38, 397,643.98 m³/día (1356 MMPCD²⁰) como máximo, los datos requeridos para el diseño fueron los mencionados en la licitación pública realizada por comisión federal de electricidad.

²⁰ Millones de pies cúbicos diarios de GN en Condiciones Estándar.

Tabla 10. Flujo del sistema de Transporte.

Estado	Cantidad Máxima Diaria Millones de Pies Cúbicos por Día (MMPCD)
Chihuahua	Hasta 1356 MMPCD.

Fuente: Convocatoria de la licitación pública internacional para la prestación del servicio de transporte de gas natural por gasoducto a la comisión federal de electricidad en el trayecto de Ojinaga a él Encino, en el estado de Chihuahua, por medio de un prestador de servicio de transporte de GN (transportista) a favor de la comisión federal de electricidad acorde a los principios del art. 134 constitucional, la ley reglamentaria del art. 27 constitucional en el ramo del petróleo y el reglamento de gas natural NO. LPSTGN–001/14. Anexo 6, sección 2.

Tabla 11. Temperaturas para el suministro de GN en el punto de Recepción²¹²².

Punto de Recepción	Temperatura para el suministro de GN en el Punto de Recepción	
	Mínimo [°C]	Máximo [°C]
Punto de Recepción	10.0	50.0

Fuente: Convocatoria de la licitación pública internacional para la prestación del servicio de transporte de gas natural por gasoducto a la comisión federal de electricidad en el trayecto de Ojinaga a él Encino, en el estado de Chihuahua, por medio de un prestador de servicio de transporte de GN (transportista) a favor de la comisión federal de electricidad acorde a los principios del art. 134 constitucional, la ley reglamentaria del art. 27 constitucional en el ramo del petróleo y el reglamento de gas natural NO. LPSTGN–001/14. Anexo 6, sección 2.

²¹ El Gas Natural contractual entregado en el Punto Recepción de GN cumplirá con la Norma Oficial Mexicana de Calidad del Gas Natural NOM – 001- SECRE.-2010 “Especificaciones del Gas Natural” o aquella que la cancele o sustituya.

²² Todos los cálculos empleados para determinar el Poder Calorífico Bruto en Base Seca, deberán realizarse conforme a las normas indicadas en la NOM-001-SECRE.-2010 o aquella que la cancele o sustituya.

Tabla 12. Máxima Presión de Operación permisible.

Máxima Presión de Operación Permisible. (Presión que no debe ser rebasada durante la operación)
99.3 Bar Man / 1440 Psig

Fuente: Convocatoria de la licitación pública internacional para la prestación del servicio de transporte de gas natural por gasoducto a la comisión federal de electricidad en el trayecto de Ojinaga a él Encino, en el estado de Chihuahua, por medio de un prestador de servicio de transporte de GN (transportista) a favor de la comisión federal de electricidad acorde a los principios del art. 134 constitucional, la ley reglamentaria del art. 27 constitucional en el ramo del petróleo y el reglamento de gas natural NO. LPSTGN-001/14. Anexo 6, sección 2.

2.4. Características operativas del sistema de transporte de Gas natural.

El Sistema de Transporte de GN deberá diseñarse de acuerdo a la última edición de las normas y códigos nacionales aplicables, conforme a la Ley Federal sobre Metrología y Normalización o a falta de éstas, las normas internacionales aplicables. Asimismo, en apego al cuarto párrafo del artículo 67 de la Ley señalada, se deberán aplicar las especificaciones técnicas de la CFE.

El Servicio de Transporte de Gas Natural, se requiere que cumpla con la NOM-007-SECRE-2010. La prestación del Servicio de Transporte de GN se hará a través del estado de Chihuahua.

La Capacidad de transporte desde el Punto de Recepción denominado "Ojinaga" hasta el Punto de Entrega denominado "El Encino", deberá de ser de por lo menos 1,356 MMPCD estándar en todo el rango de valores de poder calorífico indicado en la NOM-001-SECRE-2010 o aquella que la cancele o sustituya.

Los requerimientos de capacidad de transporte de GN desde el Punto de Recepción hasta el (los) Punto(s) de Entrega para el Sistema son como se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 13. Características operativas del sistema de transporte de GN.

	Punto de Recepción Ojinaga			Punto de Entrega el Encino	
	Flujo máximo de recepción	Presión mínima de recepción	Presión máxima de recepción	Flujo máximo de entrega	Presión mínima de entrega
Año	[MMPCD]	[PSIG]	[PSIG]	[MMPCD]	[PSIG]
2017	332	640	650	82	560
2018	859	870	880	859	560
2019	741	810	820	741	560
2020	741	810	820	741	560
2021	1042	975	985	1042	560
2022	1042	975	985	1042	560
2023	1160	1045	1055	1160	560
2024	1298	1130	1140	1298	560
2025	1317	1140	1150	1317	560
2026	1337	1150	1160	1337	560
2027	1337	1150	1160	1337	560
2028	1356	1165	1175	1356	560

Nota 1: La presión de diseño del ducto por el trayecto deberá ser de **99.3 Bar Man / 1440 Psig**, como mínimo.

Nota 2: Los valores de Flujo máximo y Presión mínima de recepción indicados en la columna del Punto de Recepción, corresponden a obligaciones de la Comisión.

Nota 3: Los valores de Flujo máximo y Presión mínima de entrega indicados en las columnas Punto de Entrega corresponden a obligaciones del Transportista.

Fuente: Convocatoria de la licitación pública internacional para la prestación del servicio de transporte de gas natural por gasoducto a la comisión federal de electricidad en el trayecto de Ojinaga a él Encino, en el estado de Chihuahua, por medio de un prestador de servicio de transporte de GN (transportista) a favor de la comisión federal de electricidad acorde a los principios del art. 134 constitucional, la ley reglamentaria del art. 27 constitucional en el ramo del petróleo y el reglamento de gas natural NO. LPSTGN-001/14. Anexo 6, sección 2.

Tabla 14. Propiedades del Gas Natural establecidas en la NOM-001-SECRE-2010²³.

Propiedad	Unidades	Zona Sur			Resto del País
		Hasta el 31 de diciembre de 2010	Del 1 de enero de 2011 al 31 de diciembre de 2012	A partir del 1 de enero de 2013	
Metano (CH ₄)-Min.	% vol	NA	NA	83,00	84,00
Oxígeno (O ₂)-Max.	% vol	0,20	0,20	0,20	0,20
Bióxido de Carbono (CO ₂)-Max.	% vol	3,00	3,00	3,00	3,00
Nitrógeno (N ₂)-Max.	% vol	9,00	8,00	6,00	4,00
Nitrógeno. Variación máxima diaria	% vol	±1.5	±1.5	±1.5	±1.5
Total de inertes (CO ₂ y N ₂)-Max.	%vol	9,00	8,00	6,00	4,00
Etano-Max.	% vol	14,00	12,00	11,00	11,00
Temperatura de rocío de hidrocarburos- Max.	K (°C)	NA	271,15 (-2) ⁽¹⁾	271,15 (-2)	271,15 (-2) ⁽¹⁾
Humedad (H ₂ O)-Max.	mg/m ³	110,00	110,00	110,00	110,00
Poder calorífico superior-Min.	MJ/m ³	35,30	36,30	36,80	37,30
Poder calorífico superior-Max.	MJ/m ³	43,60	43,60	43,60	43,60
Índice Wobbe-Min.	MJ/m ³	45,20	46,20	47,30	48,20
Índice Wobbe-Max.	MJ/m ³	53,20	53,20	53,20	53,20
Índice Wobbe-Variación máxima diaria	%	±5	±5	±5	±5
Acido sulfhídrico (H ₂ S)-Max.	mg/m ³	6,00	6,00	6,00	6,00
Azufre total (S)-Max.	mg/m ³	150,00	150,00	150,00	150,00

(1) En los ductos de transporte y de distribución que reciben gas natural del SNG aplicará el límite máximo de 271,15 K (-2°C) a partir del 1 de julio de 2011.

Fuente: SENER. Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010. Especificaciones del Gas Natural. Pág. 5 y 6.

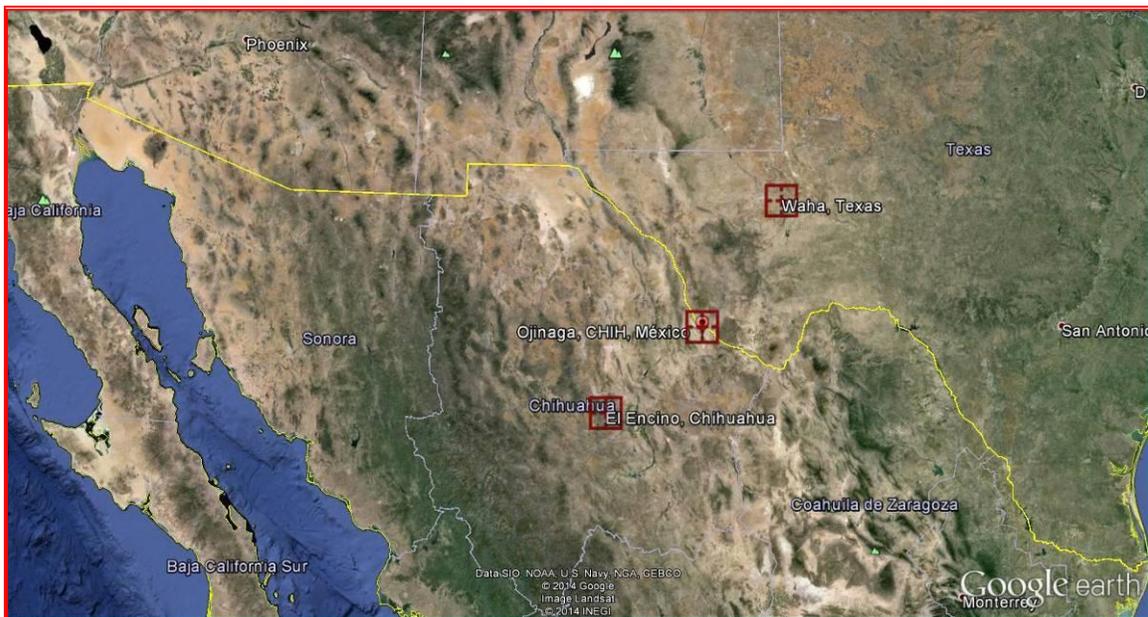
²³ MJ/m³ Megajoules por metro cúbico, mg/m³ Milímetros por metro cúbico, % Vol. Por ciento en volumen, °K Kelvin, KPa Kilopascal y m³ Metro cúbico en condiciones estándar.

CAPITULO 3. **CRITERIOS DE DISEÑO.**

3.1. Estudio de trazado.

Para la construcción del sistema de transporte de Gas Natural, se realizó un estudio preliminar de la ruta, que incluyó la revisión de mapas cartográficos, para identificar los diferentes tipos de terreno, la ubicación de los cursos de agua, ríos, arroyos, carreteras de acceso y otros posibles obstáculos, así como factores de riesgo, a tomar en consideración durante la etapa de diseño de los detalles del sistema²⁴.

Figura 3. Estudio de Trazado.



Fuente: Elaboración propia con datos de Google Earth.

²⁴ Para el trazado de la línea es indispensable realizar una evaluación física del recorrido del sistema.

3.2. Descripción de la Trayectoria del Ducto de Transporte.

Debido a que el Gas natural será importado desde la ciudad de WAHA (TEXAS). Se deberá realizar un cruzamiento direccionado a través del rio bravo. Este tramo de ducto de interconexión tendrá una longitud estipulada por la empresa que ejecute dichos trabajos y tendrá un diámetro como mínimo de 42" y será construido con tubería API 5L X70 PSL2. Ver figura 5.

Figura 4. Mapa de Ubicación inicio de cadenamamiento.



Fuente: Elaboración propia con datos de Google Earth para fines académicos.

El sistema de transporte de Gas Natural denominado Ojinaga a él Encino, iniciara desde la parte media del cruzamiento con el rio bravo, seguida de una Válvula de seccionamiento ubicada aproximadamente a una longitud de 280 metros del cruzamiento, inmediatamente después con coordenadas 29°34'35.77"N, 104°25'3.46"O, se encuentra ubicada la Estación de Medición, Regulación y Control (EMRyC), situada en un punto cercano a la ciudad de Ojinaga en el estado de Chihuahua. El punto de Cadenamiento definido como kilometro 0+000, se localizara en la parte media del cruzamiento con el rio bravo.

REQUISITOS MÍNIMOS DE SEGURIDAD PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DEL GASODUCTO, OJINAGA A EL ENCINO DE 42"Ø x 254 KM, PARA EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL, EN EL ESTADO DE CHIHUAHUA.

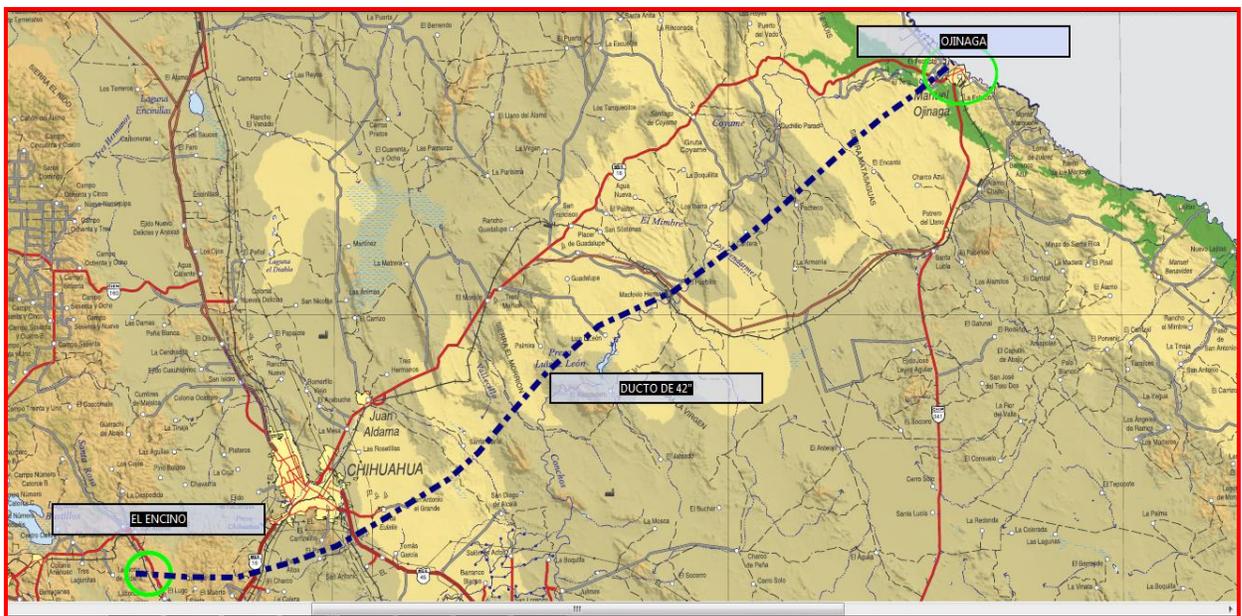
Figura 5. Mapa de Ubicación EMRyC.



Fuente: Elaboración propia con datos de Google earth para fines académicos.

Se estima que la trayectoria de este sistema cruce por diversos municipios del estado de Chihuahua, siguiendo la trayectoria Mostrada en la Figura 6:

Figura 6. Trayectoria del Gasoducto propuesta.



Fuente: Elaboración propia con datos de INEGI.

El Sistema de Transporte se interconectara y enviara GN a los Siguietes puntos de entrega;

- ✓ Puntos de entrega/Recepcion Gasoducto corredor Chihuahua.
- ✓ Puntos de entrega/Recepcion Gasoducto El encino – Topolobampo.
- ✓ Puntos de entrega/Recepcion Gasoducto El encino – La laguna.
- ✓ Preparación para futuro/Punto de entrega.

El sistema de transporte de Gas Natural Ojinaga a El Encino tendrá una longitud aproximada de 254 Kilómetros (sobre la trayectoria del ducto). Será construido con tubería de 42" DN, la infraestructura del sistema a lo largo de la trayectoria contara con Estaciones de Regulación y Medición, válvulas de seccionamiento, trampas de envío y recepción de diablos, cuarto principal de control en la ciudad de México.

3.3. Válvulas de Seccionamiento.

El sistema contara, con válvulas de seccionamiento ubicadas a lo largo de su trayectoria, sin exceder la distancia marcada seleccionado por su clase de localización, asimismo estas deben localizarse en lugares accesibles, estar soportadas adecuadamente para evitar asentamiento o movimiento del tubo al cual están unidas, el desfogue de la válvula se debe dirigir de tal manera que el gas natural pueda ser liberado hacia la atmosfera de manera segura, si el ducto se encuentra adyacente a una línea de transmisión eléctrica el desfogue se debe situar a una distancia igual o superior a la distancia mínima de seguridad de acuerdo al análisis del estudio de riesgo. Conforme a lo mencionado en los puntos 7.36, 7.36.1 y 7.37 de la Norma Oficial Mexicana NOM-007-SECRE-2010 "TRANSPORTE DE GAS NATURAL.

3.4. Estaciones de Medición, Regulación y Control.

El sistema contara con las siguientes Estaciones para transferencia de custodia;

- ✓ Estación de Medición, Regulación y Control, localizado en el Limite internacional frontera con lo EE.UU.
- ✓ Estación de Medición, Regulación y Control, localizado en el gasoducto corredor Chihuahua.
- ✓ Estación de Medición, Regulación y Control, localizado en el gasoducto el Encino - Topolobampo.
- ✓ Estación de Medición, Regulación y Control, localizado en el gasoducto el Encino – La laguna.

3.5. Modelo Hidráulico del Sistema de Transporte de Gas Natural.

El objetivo del modelo hidráulico es presentar las condiciones de operación para el sistema de transporte de gas natural Ojinaga a él Encino de 42"Ø x 254 km en el estado de Chihuahua.

3.6. Características Físicas y Propiedades Químicas del Gas a ser Transportado.

El gas natural que será transportado cumplirá con las especificaciones descritas de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010, Calidad del Gas Natural, cuyos valores de sus propiedades se indican en la tabla 11.

Para propósitos del cálculo del modelo hidráulico del sistema de transporte se tomara en cuenta la composición de gas natural establecida en la tabla 11. Propiedades del Gas Natural establecidas en la NOM-001-SECRE-2010.

3.6.1. Determinación de Diámetros y Capacidad del ducto.

El sistema de transporte ha sido diseñado para una presión de **1440 psig** siendo esta presión igual a la máxima presión de operación permisible (**MPOP**); una presión máxima de operación de **1175 psig**, demanda máxima **1356 MMPCD** y una demanda mínima **1356 MMPCD**.

Para el desarrollo del modelo hidráulico sirvieron como base, los requerimientos de demanda que se tienen previstos para cada uno de los puntos de entrega, se consideraron los escenarios de demanda indicados en la **tabla 10**.

Se utilizo la ecuación de Weymouth para el desarrollo del modelo hidráulico del sistema. La ecuación de Weymouth se utiliza para presiones altas y caudales grandes, y sistemas de grandes diámetros. Esta fórmula calcula directamente el caudal a través de una tubería con los valores dados de la gravedad del gas, compresibilidad, las presiones de la entrada y salida, diámetro y longitud. En unidades de USCS, se indica la ecuación de Weymouth como sigue:

$$Q = 433.5E \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \left(\frac{P_1^2 - e^s P_2^2}{GT_f L_e Z} \right)^{0.5} D^{2.667}$$

$$D = \sqrt[2.667]{\frac{Q}{433.5E \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \left(\frac{P_1^2 - e^s P_2^2}{GT_f L_e Z} \right)^{0.5}}}$$

$$D = \sqrt[2.667]{\frac{1356000000 \text{ ft}^3 / \text{dia}}{433.5(1) \left(\frac{527.67^\circ R}{14.22 \text{ psia}} \right) \left(\frac{1189.7^2 \text{ psia} - e^{0.1477} 574.7^2 \text{ psia}}{(0.61)(518.67^\circ R)(169.5860 \text{ millas})(0.8620)} \right)^{0.5}}}$$

$$D = 39.27 \text{ pulg}$$

Q = Flujo de Gas (Ft³/día) = (Véase tabla 13; Características operativas del sistema de transporte) (1356000000 ft³/día) (38, 397,643.98 m³/día).

E = Eficiencia de la tubería. (Dato de tabla por ser una tubería sin costura 1) Véase tabla 16.

P_b = Presión Base (psia) = (14.22 psia) (Véase NOM-001-SECRE-2010, pág. 2 párrafo 3.7)

T_b = Temperatura base (°R). (527.67 °R) (68 °F) (Véase NOM-001-SECRE-2010, pág. 2 párrafo 3.7)

P₁ = Presión de entrada, (psia). (Véase tabla 13; Características operativas del sistema de transporte 1189.7 psia)

P₂ = Presión de salida, (psia). (Véase tabla 13; Características operativas del sistema de transporte 574.7 psia)

G = Gravedad específica = (aire = 1) a 15.5 °C (0.61) Véase Hoja de datos de seguridad para sustancias químicas PEMEX.

T_f = Temperatura promedio del flujo de gas, (°R). (Véase NOM-001-SECRE-2010, pág. 2 párrafo 3.8.) (518.67 °R) (59°F)

Le= Longitud equivalente en millas (169.5860 millas).

Z= Factor de compresibilidad del gas. (0.8620)

S = parámetro de ajuste de elevación. (adimensional) (0.1477)

D= Diámetro interior del tubo, pulgadas.

3.6.2. Cálculo del factor de compresibilidad Z por el Método de California Natural Gas Association (CNGA).

El factor de compresibilidad Z, es un factor de corrección, que se introduce en la ecuación de estado de gas ideal para modelar el comportamiento de los gases reales, los cuales se pueden comportar como gases ideales para condiciones de baja presión y alta temperatura, tomando como referencia los valores del punto crítico, es decir, si la temperatura es mucho más alta que la del punto crítico, el gas puede tomarse como ideal, y si la presión es mucho más baja que la del punto crítico el gas también se puede tomar como ideal.

Si el valor de Z es igual a 1 esto indica que el gas se comporta como ideal. Si el valor de Z es mayor o menor que 1 el gas se comporta como un gas real.

Esta es una ecuación bastante simple para calcular rápidamente el factor de compresibilidad cuando se conocen la gravedad de gas, la temperatura y la presión.

La siguiente ecuación se utiliza para el cálculo del factor de compresibilidad Z. Esta fórmula para el factor de compresibilidad es válida cuando la presión del gas promedio, P_{avg} , es más de 100 psig. Para presiones inferiores a 100 psig, Z es aproximadamente igual a 1,00.

$$Z = \left[\frac{1}{1 + \left(\frac{P_{avg} 344,400(10)^{1.785G}}{T_f^{3.825}} \right)} \right] = Z = \left[\frac{1}{1 + \left(\frac{(917.9274 \text{ psia})(344,400)(10)^{1.785(0.61)}}{518.67^\circ R^{3.825}} \right)} \right]$$

$Z = 0.8620$

Donde;

Z= Factor de compresibilidad del gas.

P_{avg} = Presión de gas promedio, (psia).

T_f = Temperatura promedio del flujo de gas, (°R). (Véase NOM-001-SECRE-2010, pág. 2 párrafo 3.8.) (518.67 °R) (59°F)

G = Gravedad específica = (aire = 1) a 15.5 °C (0.61) Véase Hoja de datos de seguridad para sustancias químicas PEMEX.

3.6.3. Cálculo de la Presión Promedio del Gas.

En una tubería de gas, la presión varía a lo largo de la longitud de la tubería. La compresibilidad Factor Z también varía, por tanto, debe calcularse para una presión media en cualquier punto de la tubería. Si dos puntos a lo largo de la tubería son a presiones P_1 y P_2 . La siguiente fórmula es utilizada para un valor más exacto de la presión media.

$$P_{avg} = \frac{2}{3} \left(\frac{P_1^3 - P_2^3}{P_1^2 - P_2^2} \right) \quad P_{avg} = \frac{2}{3} \left(\frac{1189.7^3 \text{ psia} - 574.7^3 \text{ psia}}{1189.7^2 \text{ psia} - 574.7^2 \text{ psia}} \right) \quad P_{avg} = 917.9274 \text{ psia}$$

Donde;

Pavg = Presión de gas promedio, (psia).

P₁ = Presión de entrada, (psia). (Véase tabla 13; Características operativas del sistema de transporte 1189.7 psia)

P₂ = Presión de salida, (psia). (Véase tabla 13; Características operativas del sistema de transporte 574.7 psia)

3.6.4. Parámetro de Ajuste de Elevación.

La longitud equivalente, L_e, Y el término e^s deben tener en cuenta la diferencia de elevación entre los extremos aguas arriba y aguas abajo del segmento de tubería. El parámetro s depende de la gravedad de gas, el factor de compresibilidad del gas, la temperatura de flujo, y la diferencia de elevación. Se define como sigue en unidades USCS:

$$S = 0.0375G \left(\frac{H_2 - H_1}{T_f Z} \right) \quad S = 0.0375(0.61) \left(\frac{5511.81 \text{ ft} - 2624.67 \text{ ft}}{(518.67^\circ R)(0.8620)} \right) \quad S = 0.1477$$

Donde;

S = parámetro de ajuste de elevación. (adimensional)

H₁ = Elevación aguas arriba. ft = (841msnm)(2624.67 ft) Punto de Recepción Ojinaga. Datos de INEGI.

H₂ = Elevación aguas abajo. ft = (1680 msnm)(5511.81 ft) Punto de Entrega el encino. Datos de INEGI.

T_f = Temperatura promedio del flujo de gas, (°R). (Véase NOM-001-SECRE-2010, pág. 2 párrafo 3.8.) (518.67 °R) (59°F)

Z = Factor de compresibilidad del gas. (0.8620)

G = Gravedad específica = (aire = 1) a 15.5 °C (0.61) Véase Hoja de datos de seguridad para sustancias químicas PEMEX.

Donde;

$$L_e = \frac{L(e^s - 1)}{S} \quad L_e = \frac{157.83 \text{ millas} (e^{0.1473} - 1)}{0.1477} \quad L_e = 169.5860 \text{ millas}$$

L_e = Longitud equivalente. Millas.

L = Longitud en millas (254 Km) (157.83 millas).

e = base de los logaritmos naturales ($e=2.718$)

S = parámetro de ajuste de elevación. (adimensional)

De acuerdo al cálculo realizado, el diámetro seleccionado es suficiente para satisfacer las necesidades de operación del sistema de transporte.

3.6.5. Cálculo de la velocidad.

La velocidad del flujo de gas en una tubería, representa la velocidad a la que las moléculas de gas se mueven de un punto a otro. A diferencia de una tubería de líquido, debido a la compresión, la velocidad del gas depende de la presión y, por tanto, variará a lo largo de la tubería incluso si el diámetro de la tubería es constante. La velocidad más alta estará en el punto aguas abajo (final), donde la presión es menor. En consecuencia, la velocidad será menor en el extremo aguas arriba, donde la presión es más alta.

La velocidad del gas en cualquier punto de una tubería se da generalmente como:

$$U = 0.002122 \left(\frac{Q_b}{D^2} \right) \left(\frac{P_b}{T_b} \right) \left(\frac{ZT}{P} \right)$$

$$U = 0.002122 \left(\frac{1356000000 \text{ ft}^3/\text{día}}{42 \text{ in}^2} \right) \left(\frac{14.32 \text{ psia}}{527.67^\circ \text{R}} \right) \left(\frac{(0.8620)(518.67^\circ \text{R})}{1189.7 \text{ psia}} \right)$$

$$U_{\max} = 16.6359 \text{ ft} / \text{s}$$

U = Velocidad del gas, ft/s

Q_b = Flujo de gas medido en condiciones normales, ft³/día (1356000000 ft³/día)

D = Diámetro Interior de la tubería, in (42 in)

P_b = Presión base, psia, (14.32 psia) Véase NOM-001-SECRE-2010, pág. 2 párrafo 3.7

T_b = Temperatura base, °R (527.67 °R) (68 °F) Véase NOM-001-SECRE-2010, pág. 2

P = Presión. psia (1189.7 psia)

T = Temperatura promedio del gas que fluye. °R. (518.67 °R)

Z= Factor de compresibilidad del gas. (0.8620)

3.6.6. Velocidad erosional.

El límite superior de la velocidad del gas se calcula generalmente a partir de la siguiente ecuación:

$$u_{\max} = 100 \sqrt{\frac{ZRT}{29GP}}$$

$$u_{\max} = 100 \sqrt{\frac{(0.8620)(10.73 \text{ ft}^3 \text{ psia} / \text{ lb} - \text{ mole R})(518.67^\circ \text{ R})}{29(0.61)(1189.7 \text{ psia})}}$$

$$u_{\max} = 47.7437 \text{ ft} / \text{ s}$$

Donde;

Z = Factor de compresibilidad de gas, Adimensional (0.8620)

R = Constante gas = 10.73 ft³ psia/lb-moleR

T = Temperatura del gas. °R. (518.67 °R)

G = Gravedad específica = (aire = 1) a 15.5 °C (0.61) Véase Hoja de datos de seguridad para sustancias químicas PEMEX

P = Presión. psia (1189.7 psia)

3.6.7. Número de Reynolds.

El número de Reynolds se utiliza para caracterizar el tipo de flujo en una tubería, tal como laminar, turbulento o de flujo crítico. También se utiliza para calcular el factor de fricción en flujo de la tubería.

$$Re = 0.0004778 \left(\frac{P_b}{T_b} \right) \left(\frac{GQ}{\mu D} \right)$$

$$Re = 0.0004778 \left(\frac{14.32 \text{ psia}}{527^\circ R} \right) \left(\frac{(0.61)(1356000000 \text{ ft}^3 / \text{dia})}{(8.4 \times 10^{-6} \text{ lb} / \text{pie} - \text{seg})(42 \text{ in})} \right)$$

$$Re = 30439638.91$$

P_b = presión base, psia, (14.32 psia) Véase NOM-001-SECRE-2010, pág. 2 párrafo 3.7

T_b = Temperatura base, °R. (527.67 °R) (68 °F) Véase NOM-001-SECRE-2010, pág. 2

G = Gravedad específica = (aire = 1) a 15.5 °C (0.61) Véase Hoja de datos de seguridad para sustancias químicas PEMEX

Q_b = Flujo de gas medido en condiciones normales, ft³/día (1356000000 ft³/día)

D = Diámetro interior de la tubería, in (42 in)

μ = Viscosidad del gas natural 0.0125 Lee, Gonzales, Eakin. (0.0125 Cp) (8.4×10^{-6} lb/ft-s)

3.6.8. Factor de Fricción.

Con el fin de calcular la caída de presión en una tubería a una velocidad de flujo dada, debemos entender primero el concepto de factor de fricción. El factor de fricción es un término adimensional parámetro que depende del número de Reynolds.

El diagrama de Moody es una representación gráfica de la variación del factor de fricción con el número de Reynolds para varios valores de rugosidad de la tubería relativa. Este último término es simplemente un parámetro adimensional y se obtiene dividiendo la absoluta (o interna) tubo de la rugosidad por el tubo de diámetro interior de la siguiente manera:

$$\text{Rugosidad relativa} \equiv \frac{e}{D}$$

$$\text{Rugosidad relativa} \equiv \frac{0.0018}{42} \equiv 0.000042 \equiv 4.28 \times 10^{-5}$$

Donde;

e = Rugosidad absoluta o interna de la tubería, in.

D = Diámetro interior de la tubería, in (42 in)

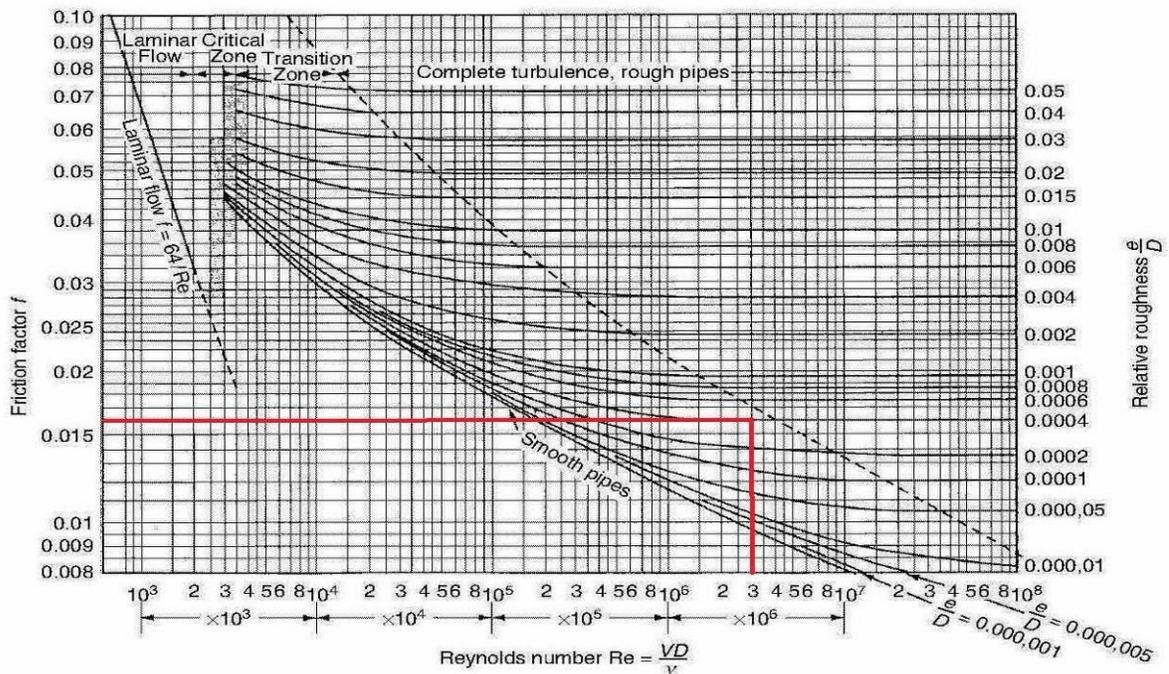
Figura 7. Rugosidad interna de la tubería.

Pipe Material	Roughness, in.	Roughness, mm
Riveted steel	0.0354 to 0.354	0.9 to 9.0
Commercial steel/welded steel	0.0018	0.045
Cast iron	0.0102	0.26
Galvanized iron	0.0059	0.15
Asphalted cast iron	0.0047	0.12
Wrought iron	0.0018	0.045
PVC, drawn tubing, glass	0.000059	0.0015
Concrete	0.0118 to 0.118	0.3 to 3.0

Fuente: Shashi Menon. Gas Pipeline Hydraulics. E. Shashi Menon. Taylor e Francis Group

Tabla 2.1. Pág. 46.

Figura 8. Diagrama de Moody.



Factor Fricción $\equiv 0.016$

Fuente: E. Shashi Menon. Gas Pipeline Hydraulics. E. Shashi Menon. Taylor e Francis Group

Figura 2.3. Pág. 49.

3.7. Espesor de Pared de la Tubería.

El objetivo de este apartado es definir el espesor de pared del ducto del Sistema de transporte de Gas Natural, de acuerdo a las condiciones de diseño previamente definidas.

Para el presente cálculo de espesores se han considerado los siguientes datos de diseño:

- a) Características físicas y químicas del gas natural. Ver punto 2.5, tabla 3
- b) Presión interna máxima de operación en condiciones normales de flujo.
- c) Temperatura máxima de operación.
- d) Especificaciones del material seleccionado.
- e) Cargas adicionales.

Con relación a las cargas adicionales que deben ser consideradas para el diseño del gasoducto se contempla:

- 1) Cargas muertas (peso propio de la tubería, recubrimientos, rellenos, válvulas y otros accesorios no soportados.
- 2) Cargas por sismo.
- 3) Vibración.
- 4) Asentamientos o derrumbes en regiones de suelos inestables.
- 5) Expansión térmica.
- 6) Esfuerzos en cruces con vías de comunicación y/o ductos.
- 7) Esfuerzos durante instalación del gasoducto.

El cálculo del espesor de pared por presión interna requerido en el gasoducto, se calcula con la fórmula indicada en la NOM-007-SECRE-2010 Transporte de Gas Natural, Capítulo 7, numeral 7.7:

$$t = \frac{(P)(D)}{(2)(S)(F)(E)(T)} \quad \text{O} \quad P = \frac{(2)(s)(t)}{(D)}(F)(E)(T)$$

En donde:

t = Espesor de pared mínimo requerido, en cm²⁵.

P = Presión de Diseño, en kilopascales (kPa)

S = resistencia mínima a la cedencia en kilopascales (kPa) Ver (Figura 9)

D = diámetro exterior especificado para la tubería, en cm.

F = factor de diseño determinado conforme con lo establecido en el numeral 7.10 de la NOM-007-SECRE-2010 Ver (Tabla 15)

E = factor de eficiencia de junta longitudinal determinado conforme con lo establecido el numeral 7.11 de la NOM-007-SECRE-2010 Ver (Tabla 16)

T = factor de corrección por temperatura determinado conforme con lo establecido en el numeral 7.12 de la NOM-007-SECRE-2010 Ver (Tabla 17)

Con base en el estudio de clase de localización del sistema de transporte se estima que la trayectoria que recorre el ducto se encuentra dentro de la clase de localización 1 (línea regular), para cruces de carreteras y cuerpos de agua principalmente se tomara en consideración la clase de localización 2, para las instalaciones superficiales como son válvulas de seccionamiento se tomara en cuenta la clase de localización 3, debido a posibles expansiones en la densidad de población, se considero la clase de localización 4 de acuerdo a lo contemplado por la NOM-007-SECRE-2010.

Tabla 15. Factor de diseño por densidad de población.

Clase de localización	Factor de diseño (F)
1	0.72
2	0.60
3	0.50
4	0.40

Fuente: SENER; Norma Oficial Mexicana NOM-007-SECRE-2010 "Transporte de Gas natural".

Factor de eficiencia de junta longitudinal "E"

El diseño del sistema ha considerado el uso de tubería API 5L X 70 SAW PSL2 sin costura, por lo que la eficiencia "E" la junta longitudinal de acuerdo a la tabla 3 de la NOM-007-SECRE-2010, corresponde a "1.00"

²⁵ Se tomaran en consideración cargas adicionales en el cálculo del espesor de pared.

Tabla 16. Factor de eficiencia de junta longitudinal soldada (E).

Especificación	Clase de tubo	Factor de junta longitudinal (E)
ASTM A53	Sin costura	1.00
	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
	Soldado a tope en horno. Soldadura continua	0.60
ASTM A106	Sin costura	1.00
ASTM A135	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
ASTM A139	Soldado por fusión" eléctrica	0.80
ASTM A333	Sin costura	1.00
	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
ASTM A381	Soldado con doble arco sumergido	1.00
ASTM A671	Soldadura por fusión eléctrica	
	Clases 13, 23, 33, 43 y 53	0.80
	Clases 12, 22, 32, 42 y 52	1.00
ASTM A672	Soldadura por fusión eléctrica	
	Clases 13, 23, 33, 43 y 53	0.80
	Clases 12, 22, 32, 42 y 52	1.00
API 5L	Sin costura	1.00
	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
	Soldado por "flasheo" eléctrico	1.00
	Soldado con arco sumergido	1.00
	Soldado a tope en horno	0.60
Otra especificación o especificación desconocida	Tubería con diámetro nominal igual o mayor de 101.6 mm (4")	0.80
Otra especificación o especificación desconocida	Tubería con diámetro nominal menor de 101.6 mm (4")	0.60

Fuente: SENER; Norma Oficial Mexicana NOM-007-SECRE-2010 "Transporte de Gas natural".

Factor de corrección por temperatura "T"

De acuerdo a la Tabla 17, el factor de corrección por temperatura considerado para el diseño del sistema de transporte corresponde a "1.00", ya que la temperatura del gas considerada en el diseño es menor a 260.33 F°

Tabla 17. Factor de corrección por temperatura (T).

Temperatura del gas K (°C)	T
394.26 o menor (121.11°C)	1.000
* 422.03 (148.88°C)	0.967
* 449.81 (176.66°C)	0.933
* 477.59 (204.44°C)	0.900
* 505.37 (232.22°C)	0.867

(*) Para temperaturas intermedias del gas, el factor de corrección por temperatura se determina por interpolación directa.

Fuente: SENER; Norma Oficial Mexicana NOM-007-SECRE-2010 "Transporte de Gas natural".

REQUISITOS MÍNIMOS DE SEGURIDAD PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DEL GASODUCTO, OJINAGA A EL ENCINO DE 42"Ø x 254 KM, PARA EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL, EN EL ESTADO DE CHIHUAHUA.

Figura 9. Tensile Requirimients.

Table 3A—Tensile Requirements for PSL 1

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

Table 3B—Tensile Requirements for PSL 2

(1) Grade	(2) Yield Strength, Minimum		(3) Yield Strength, Maximum ^b		(4) Ultimate Tensile Strength, Minimum		(5) Ultimate Tensile Strength, Maximum ^c		(6) Elongation in 2 in. (50.8 mm), Minimum, Percent
	psi	MPa	psi	MPa	psi	MPa	psi	MPa	
	B	35,000	(241)	65,000 ^d	(448)	60,000	(414)	110,000	
X42	42,000	(290)	72,000	(496)	60,000	(414)	110,000	(758)	a
X46	46,000	(317)	76,000	(524)	63,000	(434)	110,000	(758)	a
X52	52,000	(359)	77,000	(531)	66,000	(455)	110,000	(758)	a
X56	56,000	(386)	79,000	(544)	71,000	(490)	110,000	(758)	a
X60	60,000	(414)	82,000	(565)	75,000	(517)	110,000	(758)	a
X65	65,000	(448)	87,000	(600)	77,000	(531)	110,000	(758)	a
X70	70,000	(483)	90,000	(621)	82,000	(565)	110,000	(758)	a
X80	80,000	(552)	100,000 ^e	(690)	90,000	(621)	120,000	(827)	a

Footnotes to Tables 3A and 3B:

^aThe minimum elongation in 2 in. (50.8 mm) shall be that determined by the following equation:

Fuente: API Specification 5L Forty-Second Edition, January 2000. Pág. 38.

Sustituyendo los valores para el cálculo del espesor de pared requerido tenemos;

$$t = \frac{PXD}{2XSXFEXT} \quad t = \frac{(9928.45kPa)(106.68cm)}{(2)(482633.14kPa)(0.72)(1)(1)} \quad t = \frac{1059167.046}{694991.7216} = 1.5239cm$$

$$t = \frac{PXD}{2XSXFEXT} \quad t = \frac{(9928.45kPa)(106.68cm)}{(2)(482633.14kPa)(0.60)(1)(1)} \quad t = \frac{1059167.046}{579159.768} = 1.8287cm$$

$$t = \frac{PXD}{2XSXFEXT} \quad t = \frac{(9928.45kPa)(106.68cm)}{(2)(482633.14kPa)(0.50)(1)(1)} \quad t = \frac{1059167.046}{482633.14} = 2.1945cm$$

$$t = \frac{PXD}{2XSXFEXT} \quad t = \frac{(9928.45kPa)(106.68cm)}{(2)(482633.14kPa)(0.4)(1)(1)} \quad t = \frac{1059167.046}{386106.512} = 2.7431cm$$

Tabla 18. Datos.

CLASE	P		S		D		F	E	T	T	
	psi	kPa	psi	kPa	in	cm				in	Cm
1	1440	9928.45	70000	482633.14	42	106.68	0.72	1	1	0.5999	1.5239
2	1440	9928.46	70000	482633.14	42	106.68	0.60	1	1	0.7199	1.8287
3	1440	9928.47	70000	482633.14	42	106.68	0.50	1	1	0.8639	2.1945
4	1440	9928.48	70000	482633.14	42	106.68	0.40	1	1	1.0799	2.7431

3.8. Espesor Adicional por Corrosión.

Se considera un espesor adicional por corrosión de 0.00625" de pulgada, por cada año de vida útil (20 años). Conforme a lo establecido en el apartado 8.1.6.3.2 de NRF-030-PEMEX-2009 "Diseño, Construcción, Inspección y Mantenimiento de Ductos Terrestres para Transporte y Recolección de hidrocarburos"

$$\begin{aligned}
 t &= 0.5999in + 0.125in & t &= 0.7249in \\
 t &= 0.7199in + 0.125in & t &= 0.8449in \\
 t &= 0.8639in + 0.125in & t &= 0.9889in \\
 t &= 1.0799in + 0.125in & t &= 1.2049in
 \end{aligned}$$

3.9. Espesor de Tolerancia por Fabricación.

La tolerancia por fabricación se tomará en 10% para tuberías mayores a 20 pulgadas sin costura, de acuerdo al apartado 8.1.6.3.3 y tabla 5 de la NRF-030-PEMEX-2009 "Diseño, Construcción, Inspección y Mantenimiento de Ductos Terrestres para Transporte y Recolección de hidrocarburos", quedando.

$$\begin{aligned}
 t &= 0.7249in + 0.07249in & t &= 0.79739in \\
 t &= 0.8449in + 0.08449in & t &= 0.92939in
 \end{aligned}$$

$$t = 0.9889in + 0.09889in \quad t = 1.087799in$$

$$t = 1.2049in + 0.12049in \quad t = 1.32539in$$

3.10. Resultados

El cálculo del espesor de pared da como resultados;

Tabla 19. Resultados.

Clase de Localización	Diámetro Nominal		Especificación de la tubería	Presión de diseño		Espesor de pared calculado	
	in	cm		psi	kg/cm ²	in	cm
1	42	106.68	Acero al carbono API 5L X70 PSL2	1440	101.26	0.79739	2.0253
2	42	106.68	Acero al carbono API 5L X70 PSL2	1440	101.26	0.92939	2.3606
3	42	106.68	Acero al carbono API 5L X70 PSL2	1440	101.26	1.08779	2.7629
4	42	106.68	Acero al carbono API 5L X70 PSL2	1440	101.26	1.32539	3.3664

Nota. 1 Deberá hacerse un Monitoreo de la Corrosión Interna en la eventualidad de presencia de gas corrosivo en el sistema de transporte.

Nota. 2 Se deberán utilizar probetas u otro dispositivo adecuado para medir el grado de corrosión interna. La medición debe realizarse dos veces al año, pero con intervalos que no excedan 7½ (siete y medio) meses.

3.11. Franja de afectación y Separación de Ductos con otras Instalaciones.

El ancho mínimo de la franja de afectación para alojar la tubería de transporte será de 8 metros.

Se mantendrá una separación mínima de 30 cm entre la tubería del gasoducto y cualquier otra tubería existente (ya sea para cruzarla o paralela). La separación mínima entre el gasoducto y las torres de transmisión eléctrica será la distancia establecida de conformidad con lo establecido en la Norma Oficial Mexicana NOM-007-SECRE-2010, numeral 7.5, 7.6, 7.6.1 y 7.6.2.

Para el ducto de transporte enterrado, la profundidad mínima medida del lomo de tubo hasta la superficie deberá cumplir con lo indicado Tabla 20 siguiente:

Tabla 20: Cubierta mínima.

Localización	Suelo normal	Roca consolidada
	Centímetros (al lomo de tubo)	
Clase de localizaciones 1, 2	60	45
Clase de localizaciones 3 y 4	75	60
Cruzamiento con carreteras y zanjas de drenaje en caminos públicos	90	60
Cruces de ferrocarril	120	120

Fuente: SENER. Norma Oficial Mexicana NOM-007-SECRE-2010. "Transporte de Gas Natural".

Asimismo se deberán contemplar condiciones en donde la profundidad mínima no se pueda cumplir, las cargas externas sean excesivas, en las áreas donde se puedan llevar a cabo actividades agrícolas que requieran de arado profundo, en áreas sujetas a erosión, o en áreas donde se planea la construcción de carreteras, vías de ferrocarril, tuberías que se instalen en un río navegable, cuerpo de agua o en puerto se deberán tomar en consideración lo mencionado en la norma oficial marítimo deben tener una cubierta mínima de 120 cm en suelo normal o 60 cm en roca consolidada. Sin embargo, en estos casos se permite una cubierta mínima menor al mínimo establecido de de conformidad con lo establecido en la Norma Oficial Mexicana NOM-007-SECRE-2010

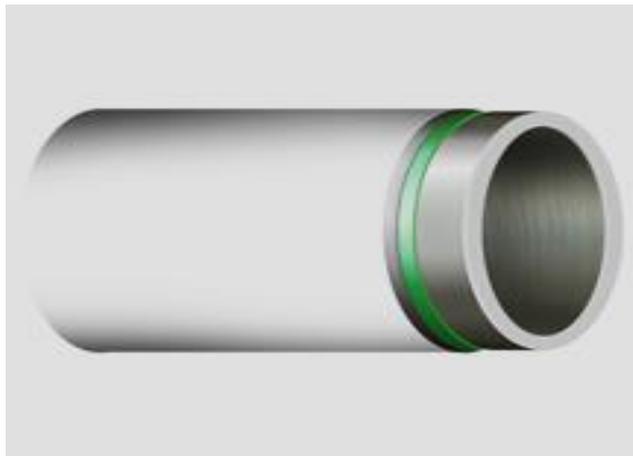
CAPITULO 4. CONSTRUCCIÓN.

4.1. Control de la corrosión externa.

La Norma Oficial Mexicana NOM-007-SECRE-2010, establece que todos los sistemas de tuberías y sus componentes metálicos deben ser protegidos contra la corrosión.

La tubería enterrada tendrá una cobertura externa de revestimiento epoxy de adhesión por fusión (Fusion Bonded Epoxy - FBE) que consiste en la aplicación externa de una resina termodirigida. Se aplica en forma de polvo seco a espesores de 400-600 micrones en la superficie calentada del tubo de acero. Una vez aplicada y curada, la película epoxy exhibe una superficie extremadamente dura con excelente adhesión a la superficie del acero²⁶. La superficie protectora FBE es homogénea y ofrece excelente resistencia a la reacción química. Las uniones estarán protegidas con el mismo sistema (Fusion Bonded Epoxy - FBE).

Figura 10. Control de la Corrosión Externa.



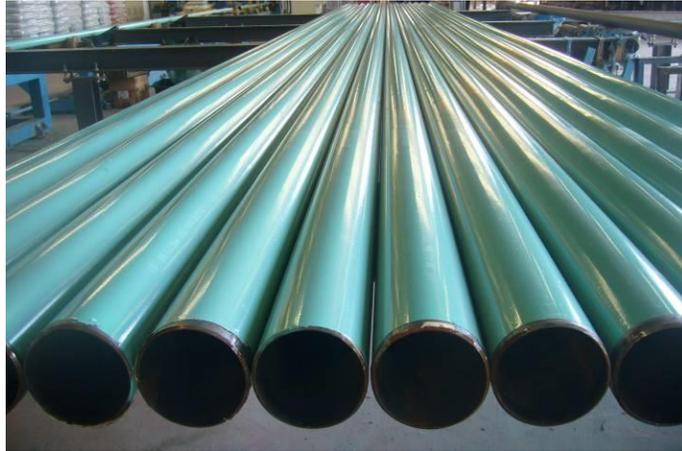
Fuente; [http://www.tenaris.com/es-](http://www.tenaris.com/es-ES/Products/OnshoreLinePipe/Coating/ExternalAnticorrosion.aspx)

[ES/Products/OnshoreLinePipe/Coating/ExternalAnticorrosion.aspx](http://www.tenaris.com/es-ES/Products/OnshoreLinePipe/Coating/ExternalAnticorrosion.aspx) [Consulta: 19 de Octubre de 2014; 19:41 PM]

²⁶ Sistema de revestimiento FBE <http://www.tenaris.com/es-ES/Products/OnshoreLinePipe/Coating/ExternalAnticorrosion.aspx> [Consulta: 19 de Octubre de 2014; 19:41 PM]

Antes de la aplicación del revestimiento se someterá la superficie de la tubería a limpieza de impurezas de óxido, para asegurar la adhesión del revestimiento.

Figura 11. Aplicación del Revestimiento.



Fuente; <https://www.google.com.mx/search?q=FUSION+BONDED+EPOXY&rlz> [Consulta: 19 de Octubre de 2014; 19:55 PM]

El 100% de los recubrimientos será sometido a pruebas de detección eléctrica de alto voltaje para encontrar los puntos y poros de falla. Todo punto o falla del recubrimiento se reparará utilizando técnicas compatibles con (Fusion Bonded Epoxy - FBE)

Figura 12. Detección Dieléctrica.



4.2. Sistema de Protección catódica.

Para la protección de la línea enterrada se desarrollara un sistema de protección catódica, para la prevención de la corrosión, siendo este de fácil mantenimiento y aprovechando la infraestructura existente. El diseño del sistema de protección catódica, se realizara de acuerdo con la norma NOM-007-SECRE-2010.

Para evaluar los requerimientos de protección de la línea se realizarán los siguientes levantamientos de datos en campo:

Instalaciones existentes para evaluar la operación de equipos, líneas para el suministro de energía, tuberías y estructuras metálicas en las proximidades de la trayectoria de la tubería a proteger, vandalismo en la región y resistividad del terreno a lo largo de la trayectoria de la tubería, condiciones de operación de la cama anódica y rectificador existente y cruzamientos con estructuras existentes, así como cruzamientos con líneas de alta tensión.

El perfil de resistividad se realizará a lo largo del derecho de vía en las puntas de medición instaladas para tal fin, utilizando un multímetro digital y una celda de referencia de cobre / sulfato de cobre debiendo tabularse los resultados con número de lectura, kilometraje de la línea y valor en ohm-cm u ohm-metro:

Se conectarán los ánodos individualmente hasta el rectificador en una caja de conexiones para poder conectarlos sin tocar el rectificador, para poder hacer ajustes finos con precisión.

Figura 13. Sistema de Protección Catódica por Corriente Impresa²⁷.

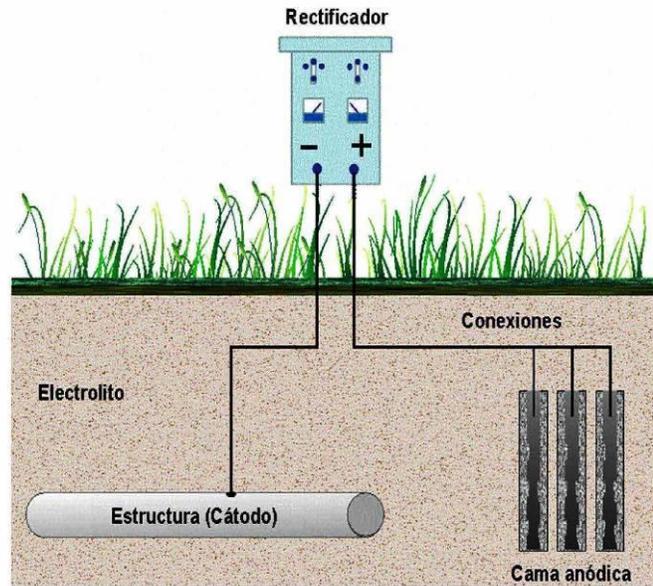
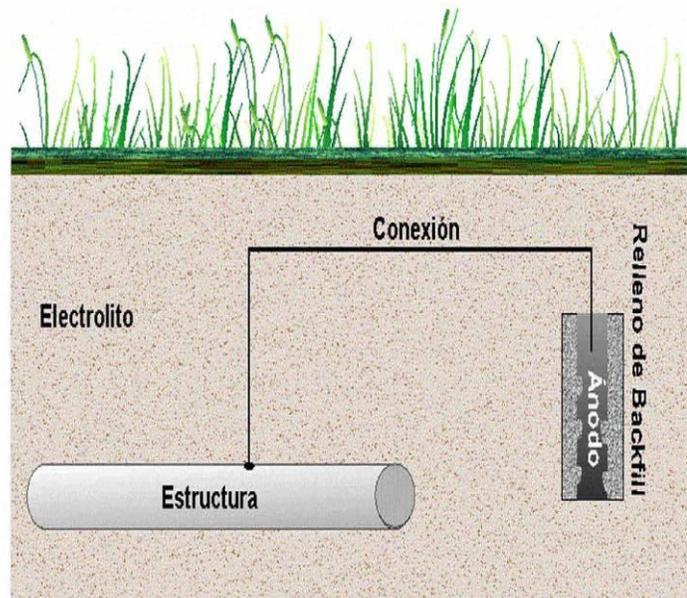


Figura 14. Sistema de Protección Catódica por Ánodos Galvánicos²⁸.



²⁷ Tipo de Protección Corriente Impresa; Utilizan fuentes de energía eléctrica externas.

²⁸ Tipo de Protección catódica Ánodos Galvánicos; Utilizan la diferencia de potencial entre dos materiales como fuerza impulsora de corriente.

4.3. Soldadura.

Antes de que se realicen las soldaduras en una tubería de acero se debe contar con un procedimiento de soldadura calificado de acuerdo con las prácticas internacionalmente reconocidas, la calificación del procedimiento de soldadura debe efectuarla un inspector de soldadura calificado²⁹.

El procedimiento de soldadura debe contar con alcances y limitaciones definidas para cada aplicación como a continuación se mencionan;

Antes de iniciar cualquier proceso de soldadura, las superficies a soldar deben estar limpias y libres de cualquier material que pueda afectar la calidad de la soldadura. El diseño de la junta y el espacio entre los extremos empalmados deben de estar de acuerdo con el procedimiento especificado. Asimismo se debe contar con todo el equipo y herramientas necesarias para los trabajos de soldadura.

Como primera actividad se realizara una limpieza de los biseles por medio de carda y cepillo en forma mecánica y/o limado y cepillado en forma manual antes del alineado de los tubos.

De acuerdo al procedimiento se procede a colocar el alineador ya sea exterior o interior neumático, procediendo a depositar el primer cordón de soldadura denominado "fondeo", el cual debe desarrollarse en segmentos iguales, simétricos e igualmente espaciados alrededor de la circunferencia de la junta y en una longitud del 100% antes que el alineador sea removido. Este cordón deberá ser depositado con el tubo en posición estacionaria debiendo estar la soldadura en un plano a 90° del eje longitudinal del tubo.

²⁹ NOM-007-SECRE-2010 "TRANSPORTE DE GAS NATURAL" Numeral 8.1

Acabando de colocar el cordón de fondeo se debe limpiar las escamas y la escoria en forma manual o con herramienta mecánica "carda o con esmeril".

Después del cordón de fondeo (soldadura de raíz), se procede a aplicar el segundo cordón de soldadura llamado "Paso Caliente" para posteriormente aplicar los cordones de soldadura que se necesitan los cuales son llamados de "relleno" para terminar en el último cordón de soldadura llamado "Cordón de vista".

Durante el proceso de soldadura en tuberías, se debe proteger de condiciones ambientales adversas que pudieran perjudicar la calidad de la soldadura. Como ejemplo viento húmedo, viento con arena, viento fuerte, lluvia debiendo usarse mamparas en algunos casos.

Figura 15. Proceso de Soldadura.



Fuente; http://www.energyglobal.com/upstream/special-reports/09072014/Renewing_Mexicos_energy_future_Part_Two_576/ [Consulta: 19 de Enero de 2015; 13:55 PM]

4.4. Calificación de Soldadores.

Los soldadores serán calificados de acuerdo con la sección 6 del API-1104. Conforme a lo requerido por la NOM-007-SECRE-2010³⁰. Algunas de las pruebas de calificación a los soldadores son las siguientes:

Prueba de calificación simple. Un soldador obtiene la calificación simple si cumple los requisitos del procedimiento al ejecutar soldaduras de prueba para unir a tope 2 tramos cortos de tubo o para unir canales y otras uniones con soldadura de filete.

Pruebas de calificación por inspección radiográfica. Solamente a soldaduras hechos a tope. Las radiografías deben ser hechas a cada uno de los soldadores de prueba y serán descalificados si cualquiera de sus soldaduras de prueba no cumple los "Estándares de aceptabilidad en pruebas no destructivas"

Desde que se inician las pruebas a cada soldador se le asignara una clave durante el tiempo que duren estas y la estampara en la prueba tan cerca de cada soldadura.

En estos estándares existen parámetros para rechazar o aprobar los siguientes defectos que puedan salir en las soldaduras:

- Porosidad de gusano.
- Grietas
- Socavación.

³⁰ NOM-007-SECRE-2010 "TRANSPORTE DE GAS NATURAL" Numeral 8.1

4.5. Inspección de Soldaduras.

Se debe realizar una inspección visual de la soldadura para asegurar que se aplique de acuerdo con el procedimiento. Las pruebas no destructivas no son requeridas para aquellas soldaduras que son visualmente inspeccionadas y aceptadas por un inspector de soldadura calificado cuando la tubería tenga un diámetro nominal menor de 152.4 mm (6").³¹

Las Pruebas no destructivas a soldaduras se deben realizar por métodos que indiquen con precisión y claridad las discontinuidades y/o los defectos en la soldadura, que pueden afectar la integridad de la misma de acuerdo a lo establecido en el API-1104. El Procedimiento de Inspección Radiográfica se hará con rayos Gamma y Rayos X.

Los operadores de los equipos de inspección radiográfica también deberán ser calificados para demostrar su capacidad en la detección de defectos inadmisibles.

Además los radiólogos deben ser calificados cada 3 años para cualquier evento.

En el procedimiento radiográfico se deberá incluir lo siguiente:

- a) Fuente de radiación.- Rayos X, rayos gamma, cobalto, iridio, etc.
- b) Tipo de equipo interno o externo.
- c) Protector al frente y/o atrás con materiales como el plomo.
- d) Tipo de filtro y posición.- Protector de plomo, Colimador de Tugsteno.
- e) Relación geométrica.- Tamaño del punto focal de la fuente, distancia focal de la película, distancia focal del objetivo, ángulo de radiación respecto a la soldadura y a la película.
- f) Límite de la cubierta por la película.
- g) Tipo de película.- Forma y tipo o designación ASTM tipo II.

³¹ NOM-007-SECRE-2010 "TRANSPORTE DE GAS NATURAL" Numeral 8.10

- h) Tiempo de exposición.- Mili amperes minutos o milicurios minutos.
- i) Proceso.- Temperatura ambiente para desarrollo, tiempo de baño y enjuague, fijación, lavado, secado, etc.
- j) Espesor del material.

Por cada soldadura se deberán hacer 3 radiografías usando como mínimo una fuente externa y 1 penetrometro de hilos, de acuerdo API-1104 Vigente.

Todas las películas deberán ser claramente identificadas por los números de plomo, por las letras o por las marcas de modo que la propia soldadura y cualquier discontinuidad en ella pueda ser rápida y exactamente localizada y deberán ser procesadas para permitir su almacenamiento sin decoloración por lo menos 3 años.

Cuando en una junta soldada salga algún defecto que sea aceptable dentro de los parámetros en los "Estándares de aceptabilidad", se procede a la reparación de la soldadura y se volverá a radiografiar posteriormente.

Los únicos defectos que no aceptan reparación en la soldadura son las roturas por lo que en estos casos se deberá cortar la junta.

4.6. Reparación de Soldaduras.

Las soldaduras que sean rechazadas de acuerdo con la NOM-007-SECRE-2010, se deben reparar o remover.

EN la Norma API 1104, están indicados los defectos de las soldaduras que deberán ser reparadas y en el cual se permite que únicamente se reparen dos veces. Las soldaduras que presenten roturas no admiten reparación y deberán cortarse.

La reparación de una soldadura rechazada se debe realizar de acuerdo con los procedimientos de reparación de soldadura calificados;

4.6.1. Aplicado a Soldaduras Evaluadas Fuera de Norma.

Cuando en una junta soldada salga algún defecto que sea aceptable dentro de los parámetros en los "Estándares de aceptabilidad", se procede a la reparación de la soldadura y se volverá a radiografiar posteriormente.

Los únicos defectos que no aceptan reparación en la soldadura son las roturas por lo que en estos casos se deberá cortar la junta.

4.6.2. Localización y Tipo de Defecto de Soldaduras.

Se localiza la ubicación y tipo de defecto de la Soldadura Fuera de Norma y se procede al vaciado de la misma con disco Abrasivo, teniendo cuidado de que no presente color (azul, anaranjado, etc.)

4.6.3. Defecto en zona de Paso Caliente, Relleno o Cordón de Vista.

Si el defecto se localiza en los cordones de paso caliente, relleno o cordón de vista, se utilizara el mismo electrodo revestido E-6010, 1/8" Diámetro. Con que se realizo la soldadura.

4.6.4. Defecto en Zona de Fondeo.

Si el defecto está localizado en el Fondeo se realiza el mismo procedimiento, vaciando los cordones hasta llegar a la Raíz y se realiza la reparación con Electrodo Revestido E-6010, 1/8" Diámetro. Con que se realizo la soldadura.

4.7. Inspección de Materiales.

Cada tramo de tubería y sus componentes se deben inspeccionar visualmente en el sitio de la instalación (franja de desarrollo del sistema antes derecho de vía de ducto) por personal calificado para asegurar que cualquier daño identificado sea corregido y no afecte la operación y seguridad del sistema³².

4.8. Ancho Mínimo de la Franja de Desarrollo.

El ancho mínimo de la franja de desarrollo del sistema. De acuerdo al Tabla 21. Ancho mínimo de franja de desarrollo del sistema para alojar la tubería de transporte, para tuberías Mayores de 914.4 mm (36") el ancho en metros será de 12.0 metros

Tabla 21. Ancho mínimo de franja de desarrollo.

Diámetro nominal del ducto (pulgadas)	Ancho (metros)
De 152.4 mm a 203.2 mm (6" a 8")	6.0
De 254 mm a 457.2 mm (10" a 18")	8.0
De 508 mm a 914.4 mm (20" a 36")	10.0
Mayores de 914.4 mm (36")	12.0

Fuente: SENER. Norma Oficial Mexicana NOM-007-SECRE-2010. "Transporte de Gas Natural".

Figura 16. Ancho Mínimo de la Franja de Afectación.



³² NOM-007-SECRE-2010 "TRANSPORTE DE GAS NATURAL" Numeral 9.2

4.9. Doblado de Tubería.

El doblado de la tubería consiste en darle la curvatura a esta de acuerdo a las características que vienen indicadas en el proyecto³³. Por especificación el tubo no se debe doblar a menos de 1.80 m de los extremos para evitar la deformación.

Los equipos que se utilizaran para la elaboración de las curvas serán; dobladora hidráulica o tractor tiende tubos con suaje para 10" de Diámetro. En varias ocasiones en consecuencia del doblado de la tubería se puede ovalar, por lo cual la diferencia entre el diámetro máximo y mínimo no deberá pasar del 2.5% del diámetro interior.

Tabla 22. Radio Mínimo de doblado.

Diámetro nominal milímetros (pulgadas)	Radio mínimo
304.8 mm (12") y menores	18D
355.6 mm (14")	21D
406.4 mm (16")	24D
457.2 mm (18")	27D
508 mm (20") y mayores	30D

D: diámetro nominal del ducto.

Fuente: SENER. Norma Oficial Mexicana NOM-007-SECRE-2010. "Transporte de Gas Natural".

Figura 17. Doblado de Tubería.



³³ El doblado es el procedimiento de fabricación de las curvas para el doblado de la tubería para que sea instalada en la zanja sin forzar el tubo.

4.10. Instalación de Tubos en Zanja.

Los ductos de transporte se deben instalar en una zanja de tal manera que la tubería se adapte y ajuste al fondo de ésta con objeto de minimizar los esfuerzos y proteger el recubrimiento de la tubería contra daños.

Se afinara el lecho de la excavación sacando en forma manual todo el material duro que se encuentre en el fondo y que pueda dañar el recubrimiento. También se tendrá cuidado de sacar los grumos de tierra que se encuentren. En el caso que se requiera se colocara una caja de material fino o costales rellenos del mismo material para asentar el tubo.

El espesor de la cama en el caso que se requiera será de 10 cm.. Así mismo en el caso que se encuentre agua en el interior de la zanja esta se debe desalojar por medio de bombeo y el lodo sacarlo en forma manual.

Antes de proceder al bajado de la tubería se inspeccionara el recubrimiento anticorrosivo con un detector dieléctrico (Detector Holiday) calibrado previamente en el rango correspondiente al revestimiento para encontrar algunas fallas en este para repararlas.

No se bajara la tubería que presente defectos sin antes repararlos. El bajado se efectuara con bandas de lona o nylon utilizando ya sea tractores pluma, grúas, o retroexcavadoras trabajando simultáneamente de acuerdo a la longitud de tubería que se va a depositar en la zanja.

En el caso en el que al interior de la zanja este fluyendo agua o exista agua estancada, para desalojarla se formaran tapones en la zanja con material producto de la excavación o bolsas de polietileno rellenas de este material para proceder bombear el agua con bombas.

En el procedimiento de bajado de la tubería cuando la boca del tubo quede abierta se soldaran con puntos tapas de lamina para impedir la entrada de basura, tierra o animales.

Cuando se tenga que interrumpir el bajado para otro día, la tubería se colocaría en soportes de costales para cuando se tenga que reiniciar.

Antes de proceder al tapado de la tubería, se revisara que la zanja esté libre de basura, madera, escombros, raíces etc. y equidistante de las paredes de la zanja. En el caso que la tubería este casi pegada a las paredes de la zanja se procurara que al menos se acolchone un mínimo de 10 cm. de espesor para evitar el movimiento del tubo en el interior de la zanja por efectos de temperatura de preferencia las curvas se deben acolchonar desde que se depositan en la zanja, para evitar lo anterior.

El tapado se dejara unos 30 cm. como mínimo antes de llegar al nivel superior de la zanja, para proseguir con el relleno compactado por bandeado con equipo que tenga orugas ya sea tractor bulldozer o la misma retroexcavadora, para dejar el ancho de la excavación como se encontró el terreno original.

Figura 18. Instalación de Tubos en Zanja.



Fuente; http://www.energyglobal.com/upstream/special-reports/09072014/Renewing_Mexicos_energy_future_Part_Two_576/ [Consulta: 19 de Enero de 2015; 13:55 PM]

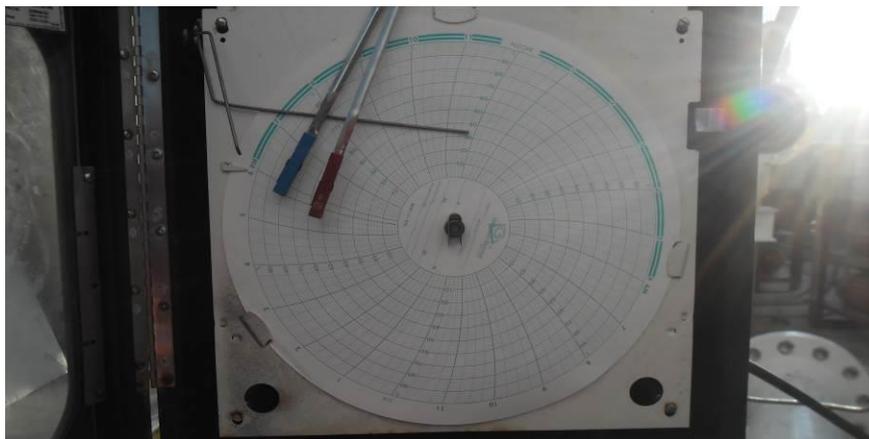
4.11. Prueba de Hermeticidad.

La unidad de verificación debe constatar que las pruebas de hermeticidad se realicen conforme a lo estipulado en el numeral 10 de la NOM-007-SECRE-2010. "TRANSPORTE DE GAS NATURAL".

Antes de operar un sistema de transporte se debe realizar lo siguiente:

- a) Contar con el procedimiento escrito de puesta en operación;
- b) Probar el sistema de transporte o ducto para comprobar la MPOP. El medio de prueba puede ser agua, aire, gas inerte o gas natural y debe: (Ser compatible con el material de que está construida la tubería, y estar relativamente libre de materiales sedimentables y Extremar las medidas de seguridad a fin de evitar accidentes, en el caso de realizar las pruebas con gas natural.
- c) Durante la prueba de hermeticidad se deben generar los registros de presión y de temperatura, los cuales deberán conservarse durante la vida útil del sistema de transporte
- d) Localizar y eliminar todas las fugas.

Figura 19. Prueba de Hermeticidad.



4.11.1. Cálculo del Esfuerzo Tangencial.

$$Et = P * D / 2t \quad Et = 1440 \text{psi} * 42 \text{in} / 2(1.08779 \text{in}) \quad Et = 27799.4833 \text{psi}$$

En donde:

Et = Esfuerzo tangencial psi.

t = Espesor de pared mínimo requerido, en pulgadas³⁴. (1.08779 in)

P = Presión, en (psi). (1440 psi)

D = diámetro exterior especificado para la tubería, en pulgadas. (42 in)

4.11.2. Cálculo del Porcentaje Mínimo Especificado de Resistencia a la Cedencia.

$$\%SMYS = (Et / RMC) * 100 \quad \%SMYS = (27799.48336 / 70000) * 100 \quad \%SMYS = 39.71$$

En donde:

Et = Esfuerzo tangencial psi (27799.48336 psi)

RMC = Resistencia Mínima a la Cedencia en psi (API 5L. Table 3B-Tensile Requirements for PSL 2) (70000 psi).

De acuerdo al numeral 10.4 de la NOM-007 SECRE-2010 "TRANSPORTE DE GAS NATURAL". La duración de la prueba para tuberías de acero que van a operar a esfuerzos tangenciales de 30% (treinta por ciento) o más de la RMC. La presión en el ducto se debe mantener por un periodo continuo mínimo de 8 horas. Las pruebas para detectar fugas se deben mantener por un periodo continuo mínimo de 8 horas cuando se use agua como medio de prueba. Cuando se use un medio gaseoso para las pruebas de hermeticidad, la presión en el ducto se debe mantener por un periodo de 24 horas.

³⁴ Se tomarán en consideración cargas adicionales en el cálculo del espesor de pared.

Nota; El cálculo del porcentaje mínimo especificado de resistencia a la cedencia es para una clase localización 3. Para las instalaciones superficiales como son válvulas de seccionamiento, se tomara en cuenta la clase de localización 3

4.12. Régimen de operación, mantenimiento y seguridad.

Para el correcto funcionamiento del conjunto de instalaciones que se han descrito en el presente Proyecto, se hacen precisas una serie de operaciones que garanticen la calidad del servicio, así como la seguridad de las personas y de los bienes propios y ajenos.

Todas estas acciones se realizarán de acuerdo a lo que indica la Norma Oficial Mexicana NOM-007-SECRE-2010, Transporte de gas natural.

Para la operación de un gasoducto de transporte se debe disponer de un manual de procedimientos para la operación, mantenimiento y emergencias. El manual debe incluir los planos actualizados de cada sección del sistema de transporte y los procedimientos para el manejo de las operaciones anormales. Se debe revisar y actualizar el manual, como mínimo, una vez cada año y, deben estar disponibles. En la presente solicitud se incluye una primera versión del manual de Operación y Mantenimiento a efecto de satisfacer el requisito reglamentario consistente a la descripción genérica de los Procedimientos de Seguridad, operación y Mantenimiento. El operador del sistema revisará y adaptará dicho manual conforme a las características reales del sistema que se construye y actualizará el expediente de esta solicitud oportunamente.

CONCLUSIONES.

La reforma energética impulsada por el gobierno federal establece la construcción de un sistema de gasoductos, para satisfacer el consumo de centrales generadoras de electricidad y sustitución de la plantas de combustóleo por centrales de gas natural, siendo este combustible en la actualidad cuatro veces más barato y un 68% aproximadamente menos contaminante, en México el 73% aproximadamente de la energía eléctrica se produce con combustibles fósiles incluyendo el combustóleo. Con la capacidad total de transporte establecida en los proyectos de CFE con más de 7 mil millones de pies cúbicos diarios de gas natural que proporcionara a la red nacional de gasoductos se pretende que México, cuente con los medios suficientes para satisfacer y atender los requerimientos de gas natural para el consumo eléctrico, industrial y domestico, de una manera más barata y amigable con el medio ambiente.

Como tema fundamental de esta investigación, el proyecto denominado "Sistema de Transporte de Gas Natural gasoducto, Ojinaga a él encino de 42"Ø X 254 km para transporte de gas natural, en el estado de Chihuahua", conformara un sistema estratégico que permitirá incrementar la capacidad de transporte de gas natural importado de Texas hacia el país, a fin de cubrir los requerimientos crecientes de este energético en el sector eléctrico en las regiones Centro, Norte y occidente del país, en México, además de aumentar la flexibilidad operativa del Sistema nacional de Gasoductos de una forma segura de acuerdo a estándares internacionales.

Durante el trabajo de investigación se mostraron los requerimientos de diseño y construcción necesarios para la correcta y segura operación del sistema de transporte, utilizando las herramientas mostradas durante el trabajo, así como los requerimientos establecidos en la convocatoria de la licitación pública internacional para la prestación del servicio de transporte de gas natural por

gasoducto a la comisión federal de electricidad en el trayecto de Ojinaga a él Encino, en el estado de Chihuahua.

FUENTES DE INFORMACIÓN.

Bibliografía.

Daniel Martínez Salinas. Gas Natural. ¿Detonador del desarrollo industrial en México? Caso del Litoral Pacífico. Tesis de Maestría. México. 2008. IPN.

Abdiel Hernández Mendoza. La Creciente Dependencia del Gas natural en México. Los Hidratos de Metano. Tesis de Maestría. México. 2009. IPN.

Enrique Ávila Soler "Biogás: Opción Real de Seguridad Energética para México". Tesis de Maestría. México. 2009. IPN.

Ávila Salas Yudith, Chávez Sanchez Elia, Godínez Muñoz Ricardo y Hernández Ramírez Leonel. Diseño del Gasoducto Salamanca – Morelia –Uruapan. Seminario de Titulación Transporte de Hidrocarburos por Ductos. México. 2009. IPN.

Islas Vergara Claudia. Mercado de Gas Natural en México y su Contexto Internacional 2000 – 2010. Tesis de Licenciatura. México. 2012. UAM.

García Reyes Miguel "La seguridad energética en el siglo XXI". 2009. México DF, Editorial Centro de investigaciones geopolíticas en energía y medio ambiente y García Goldman y Koronovsky editores.

E. Shashi Menon, Ph. D., P.E Gas Pipeline Hydraulics. Pramila S. Menon, M.B.A.E. Trafford Publishing. 2013. Pág. 44 - 82.

Crane. Flujo de Fluidos en Válvulas, Accesorios y Tuberías. McGraw-Hill. Pág. 1- 13.

Publicaciones Instituciones, Nacionales e Internacionales.

Secretaría de Energía. Prospectiva del Mercado de Gas Natural. México. 2002 - 2011.

Secretaría de Energía. Prospectiva del Mercado de Gas Natural. México 2003 – 2012.

Secretaría de Energía. Prospectiva del Mercado de Gas Natural. México 2004 – 2013.

Secretaría de Energía. Prospectiva del Mercado de Gas Natural. México 2006 – 2015.

Secretaría de Energía. Prospectiva del Mercado de Gas Natural. México 2008 – 2017.

Secretaría de Energía. Prospectiva del Mercado de Gas Natural. México 2012 – 2026.

Secretaria de Energía. Prospectiva del Mercado de Gas Natural y Gas LP.. México 2013 – 2027.

Secretaria de Energía. Estrategia Nacional de Energía 2013 – 2027.

Secretaria de Energía. Estrategia Nacional de Energía 2014 -2028.

BP Statistical review of World Energy (2013).

Comisión Nacional de Hidrocarburos. ¿Que papel debe jugar el gas no convencional en México? Javier Estrada Estrada. Noviembre 2011. WWW.cnh.gob.mx

Grupo de Trabajo de Energía para América del Norte / Grupo de Trabajo de la Alianza para la Seguridad y la Prosperidad de América del Norte. "Perfil Energético de América del Norte II". Enero 2006.

Comisión Federal de Electricidad. Convocatoria de la licitación pública internacional para la prestación del servicio de transporte de gas natural por gasoducto a la comisión federal de electricidad en el trayecto de Ojinaga a él Encino, en el estado de Chihuahua, por medio de un prestador de servicio de transporte de GN (transportista) a favor de la comisión federal de electricidad acorde a los principios del art. 134 constitucional, la ley reglamentaria del art. 27 constitucional en el ramo del petróleo y el reglamento de gas natural NO. LPSTGN-001/14.

Hemerografía (Periódicos y Revistas)

El cotidiano 177. Rosío Vargas Suarez, Heberto Barrios Castillo "El impacto geopolítico de la revolución del gas de esquisto; consideraciones para México" enero-febrero, 2013.

Víctor Rodríguez Padilla "La Crisis de Precios del Gas Natural en México" Problemas del Desarrollo, Vol. 32, Núm. 124, México, IIEc-UNAM, enero-marzo, 2001.

La Jornada. Cuauhtémoc Cárdenas Solórzano /I. "Las perspectivas del sector energético en México". Domingo 20 de mayo de 2007.

La Jornada. Israel Rodríguez "Unas 40 empresas de El Bajío cambian de gas natural al LP" 28/09/2012.

<http://www.jornada.unam.mx/2012/09/28/economia/030n2eco>

El Universal. Luis Carriles "Ven en gas natural promesa en el olvido" Jueves 23 de febrero de 2012.

<http://www.eluniversal.com.mx/finanzas/93270.html>

La Jornada. DPA. Gas y petróleo, el negocio global mas grande; ingresos de 3 billones de dólares. Miércoles 24 de octubre de 2012.

<http://www.jornada.unam.mx/2012/10/24/economia/032n1eco>

La Jornada. JOHN SAXE-FERNANDEZ. "Petróleo, trabajo y despojo"

<http://www.jornada.unam.mx/2012/11/15/opinion/032a1eco>

NORMATIVIDAD

Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el ramo del Petróleo México. DOF 26-06-2006.

Reglamento de Gas Natural México, 8 de noviembre de 1995.

NORMA Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural.

NORMA Oficial Mexicana NOM-002-SECRE-2010, Instalaciones de aprovechamiento de gas natural.

Norma Oficial Mexicana NOM-003-SECRE-2011, Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos.

Norma Oficial Mexicana NOM-007-SECRE-2010, Transporte de gas natural.

NRF-030-PEMEX-2009. Diseño, construcción, inspección y Mantenimiento de ductos terrestres Para transporte y recolección de Hidrocarburos.

Gas Transmission and Distribution Piping Systems. ASME Code for Pressure Piping, B31. ASME B31.8-2010 (Revision of ASME B31.8-2007)

API SPECIFICATION 5L. FORTY-SECOND EDITION, JANUARY 2000. EFFECTIVE DATE; JULY 1, 2000.

API STANDARD 1104. TWENTIEH EDITION, NOVEMBER 2005 "Welding of pipelines and Related facilities.

MEDIOS ELECTRONICOS

Secretaria de Energía; <http://www.sener.gob.mx/>

Comisión Regulador de Energía; <http://www.cre.gob.mx/>

Comisión Federal de Electricidad; <http://www.cfe.gob.mx/>

BP; <http://www.bp.com/>

Pemex Gas y Petroquímica Básica.

<http://www.gas.pemex.com.mx/PGPB/Productos+y+servicios/Gas+natural/>
[Consulta: 21 de agosto de 2014; 21:30 PM]

Pemex Gas y Petroquímica Básica.

<http://www.gas.pemex.com.mx/PGPB/Productos+y+servicios/Gas+natural/>
[Consulta: 21 de agosto de 2014; 22:30 PM]

Google;

<https://www.google.com.mx/search?q=FUSION+BONDED+EPOXY&rlz>
[Consulta: 19 de Octubre de 2014; 19:55 PM]

Tenaris-Tamsa;

<http://www.tenaris.com/es-ES/Products/OnshoreLinePipe/Coating/ExternalAnticorrosion.aspx> [Consulta: 19 de Octubre de 2014; 19:41 PM]

Fermaca; <http://www.fermaca.com.mx/>

ANEXO (TABLAS Y FIGURAS).

Tabla. 1: Componentes energéticos del gas natural antes del procesado.

Tabla. 2: Consumo Mundial de Energía Primaria por tipo de fuente, 2004-2011.

(Millones de toneladas de petróleo crudo equivalente)

Tabla 3. Reservas probadas mundiales de gas natural, 2012. (billones de pies cúbicos)

Tabla 4. Producción mundial de gas natural por región, 2013-2040

(miles de millones de pies cúbicos diarios)

Tabla 5. Consumo regional de gas natural por estado1, 2002-2012

(millones de pies cúbicos diarios)

Tabla 6. Reservas remanentes totales de gas natural, 2003-2013.

(miles de millones de pies cúbicos)

Tabla 7. Extracción de gas natural por región, 2002-2012

(millones de pies cúbicos diarios)

Tabla 8. PGPB. Capacidad instalada y producción de gas natural, 2012
(millones de pies cúbicos diarios)

Tabla 9. Trayecto del sistema de transporte de GN Correrá de los puntos de recepción y hasta los puntos de entrega.

Tabla 10. Flujo del sistema de Transporte.

Tabla 11. Temperaturas para el suministro de GN en el punto de Recepción.

Tabla 12. Máxima Presión de Operación permisible.

Tabla 13. Características operativas del sistema de transporte de GN.

Tabla 14. Propiedades del Gas Natural establecidas en la NOM-001-SECRE-2010

Tabla 15. Factor de diseño por densidad de población.

Tabla 16. Factor de eficiencia de junta longitudinal soldada (E).

Tabla 17. Factor de corrección por temperatura (T).

Tabla 18. Datos.

Tabla 19. Resultados.

Tabla 20. Cubierta mínima.

Tabla 21. Ancho mínimo de franja de desarrollo.

Tabla 22. Radio Mínimo de doblado.

Grafica 1: Consumo Mundial de gas natural, 2012. (Millones de pies cúbicos diarios)

Grafica 2: Producción Mundial de gas natural, 2012. (Millones de pies cúbicos diarios)

Grafica 3: Estructura de la demanda de gas natural 2012. (Participación porcentual por Sector)

Diagrama 1. Cadena de valor Pemex Gas y Petroquímica Básica.

Diagrama. 2. Actividades que se desarrollan en la industria del gas natural.

Figura. 1. Red de Ductos y Centros procesadores de Gas, a diciembre de 2012)

Figura. 2. Diagrama Esquemático del Sistema de transporte Ojinaga – El encino.

Figura 3. Estudio de Trazado.

Figura 4. Mapa de Ubicación inicio de cadenamamiento.

Figura 5. Mapa de Ubicación EMRyC.

Figura 6. Trayectoria del Gasoducto propuesta.

Figura 7. Pipe Internal Roughnees.

Figura 8. Moody Diagram.

Figura 9. Tensile Requerimientos

Figura 10. Control de la Corrosión Externa.

Figura 11. Aplicación del Revestimiento.

Figura 12. Detección Dieléctrica.

Figura 13. Sistema de Protección Catódica por Corriente Impresa.

Figura 14. Sistema de Protección Catódica por Ánodos Galvánicos.

Figura 15. Proceso de Soldadura.

Figura 16. Ancho Mínimo de la Franja de Afectación.

Figura 17. Doblado de Tubería.

Figura 18. Instalación de Tubos en Zanja.

Figura 19. Prueba de Hermeticidad.