

132



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA  
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

"NUEVA REGULACION DEL GAS NATURAL EN MEXICO Y  
SU APLICACION EN EL GASODUCTO  
MEXICO-CENTROAMERICANO".

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE  
INGENIERO CIVIL  
P R E S E N T A  
**JUAN RICARDO SANDOVAL DUECK**

DIRECTOR: LUIS ZARATE ROCHA

296271



MEXICO, D.F.

2001



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**

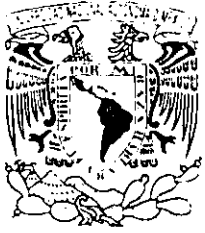


**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**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.



FACULTAD DE INGENIERIA  
DIRECCION  
FING/DCTG/SEAC/UTIT/225/99

Señor  
**JUAN RICARDO SANDOVAL DUECK**  
Presente .

En atención a su solicitud me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor **ING. LUIS ZARATE ROCHA**, que aprobó esta Dirección, para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de **INGENIERO CIVIL**.

**“NUEVA REGULACION DEL GAS NATURAL EN MEXICO Y SU APLICACION EN EL GASODUCTO MÉXICO-CENTROAMERICANO”**

- INTRODUCCION**
- I. ANTECEDENTES**
- II. EL SECTOR ENERGIA EN MEXICO Y CENTROAMERICA**
- III. ALTERNATIVAS DE TRAZO**
- IV. FACTIBILIDAD TECNICA DEL PROYECTO**
- V. PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y PROGRAMA**
- VI. ANALISIS FINANCIERO**
- VII. CONCLUSIONES**
- BIBLIOGRAFIA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que deberá prestar Servicio Social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar Examen Profesional.

Atentamente  
“POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU”  
Cd. Universitaria, a 16 de enero del 2000.  
EL DIRECTOR

M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB/GMP/nll

## AGRADECIMIENTOS

A Dios

Por regalarme el privilegio de la vida y prestarme a uno de sus ángeles para ser mi madre.

A mi familia

Por ser un gran ejemplo y creer en mí, por mostrarme los caminos para que yo escogiera el mío, por enseñarme que si uno apunta al cielo, tarde o temprano le dará a una estrella.

Papá, por enseñarme lo que las cosas son.

Mamá, por enseñarme lo que deberían ser.

Fede, por abrirme el camino y ser mi mejor amigo.

Liz, por ser la hermana que nunca tuve.

A mis amigos

Arely, Claudia, Clemente, David, Efrén, Enrique, Fabián, Gerardo, José, Juan Pablo, León, Luis, Melisa, Nuria, Ricardo, Sofía, Tony y Víctor, por ser una constante motivación en mi vida.

A Paola, por hacerme voltear a ver las estrellas otra vez.

A las familias Crespo Casas, Dabaghi Richerand y Palacios Urquiola, por su invaluable amistad.

A mis profesores

Por darme las bases necesarias para mi desarrollo profesional, muy en especial a los ingenieros Luis Zárate Rocha y José Francisco Chavarría Salinas, por su apoyo y paciencia en el desarrollo de este trabajo.

Si no encontraste tu nombre arriba... a ti, lector,  
que al tomar entre tus manos y hojear este trabajo formas parte importante  
de la dedicación que tuve para terminarlo.

A todos ustedes, gracias.

Juan Ricardo

NUEVA REGULACIÓN  
DEL GAS NATURAL EN MÉXICO  
Y SU APLICACIÓN EN EL GASODUCTO  
MÉXICO - CENTROAMERICANO

Juan Ricardo Sandoval Dueck

Director de Tesis: Ing. Luis Zárate Rocha

Introducción	1	
I	Antecedentes	7
I.1	Historia de la regulación sobre el gas natural en México	8
I.2	El sistema de gasoductos mexicano	10
I.3	Apertura a la participación privada y nueva regulación de permisos	15
II	El Sector Energía en México y Centroamérica	23
II.1	Fuentes de energía	24
II.1.1	Renovables	25
II.1.2	No renovables	28
II.2	Perfil de demanda por país y región	33
II.3	Principales consumidores y alternativas de suministro	42
III	Alternativas de trazo	49
III.1	Alternativa Continental	50
III.2	Alternativa del Pacífico	57
IV	Factibilidad técnica del proyecto	60
IV.1	Estudios topográficos y de suelos	61
IV.2	Cálculo hidráulico	69
IV.3	Impacto Ambiental	70
IV.4	Metodología de operación	75
V	Procedimiento constructivo y programa	82
V.1	Tendido de la línea	83
V.2	Estaciones de medición y compresión	95
V.3	Obras especiales	101
V.4	Programa de obra	107
VI	Análisis Financiero	110
VI.1	Estimación de las inversiones	111
VI.2	Definición de la estructura financiera del proyecto	120
VI.3	Cálculo de la tarifa de transporte	122
Conclusiones	126	
Glosario	134	
Bibliografía	136	

# ÍNDICE DE FIGURAS, GRÁFICAS, MAPAS, PLANOS Y TABLAS.

<b>Figuras</b>	
1. Estructura de la industria del gas natural en México antes de 1995.	8
2. Organización de los Organismos de Pemex.	9
3. Proceso productivo del Gas Natural y sus derivados.	10
4. Evolución esperada de la industria del gas natural.	19
<b>Gráficas</b>	
1. Demanda Potencial de Gas Natural en Guatemala.	37
2. Demanda Potencial de Gas Natural en Honduras.	37
3. Demanda Potencial de Gas Natural en El Salvador.	38
4. Demanda Potencial de Gas Natural en Nicaragua.	39
5. Demanda Potencial de Gas Natural en Costa Rica.	39
6. Demanda Potencial de Gas Natural en Panamá.	40
7. Demanda Potencial de Gas Natural en el Istmo Centroamericano.	41
8. Oferta y demanda en un escenario base.	47
9. Oferta y demanda en un escenario alternativo.	47
10. Precios de venta de primera mano en Cd. Pemex y de Referencia en el sur de Texas (HSCH).	132
<b>Mapas</b>	
1. Sistema Nacional de Gasoductos de Pemex.	13
2. Reservas de gas.	43
3. Alternativa Continental.	58
4. Alternativa del Pacífico.	59
5. Tipos de suelos.	65
6. Zonas protegidas.	71
7. Tarifas de transporte en los puntos de salida.	131
<b>Planos</b>	
1. Plan de Distribución de las Estaciones de Compresión.	100
2. Detalle de válvula del ducto principal	102
3. Instalaciones de Lanzamiento de Diablos	105
4. Instalaciones de Recepción de Diablos.	106
<b>Tablas</b>	
1. Puntos de Interconexión entre Estados Unidos de América y México.	12
2. Permisos de Transporte.	14
3. Permisos de Transporte para Pemex Gas y Petroquímica Básica.	14
4. Especificaciones del Gas Natural.	30
5. Istmo Centroamericano: Ubicación de los Potenciales Nodos de Consumo de Gas Natural	35
6. Resumen de la Demanda Potencial de Gas Natural en Guatemala.	37

7. Resumen de la Demanda Potencial de Gas Natural en Honduras.	37
8. Resumen de la Demanda Potencial de Gas Natural en El Salvador.	38
9. Resumen de la Demanda Potencial de Gas Natural en Nicaragua.	38
10. Resumen de la Demanda Potencial de Gas Natural en Costa Rica.	39
11. Resumen de la Demanda Potencial de Gas Natural en Panamá.	40
12. Demanda Potencial de Gas Natural en el Istmo Centroamericano (millones de m <sup>3</sup> ).	41
13. Evolución del Balance del Gas Natural en México de 1997 al 2006.	46
14. Tipos de suelos.	64
15. Tapado de zanja.	68
16. Emisiones diarias de una central de 450 MW de acuerdo con el combustible utilizado	73
17. Emisiones derivadas del cambio de combustibles en el sector industrial de América Central, 2001 y 2015.	73
18. Análisis de inversiones generales.	111
19. Análisis de inversión en el trazo y tendido de la tubería de la etapa 5.	111
20. Análisis de inversión en el trazo y tendido de la tubería de la etapa 4.	111
21. Análisis de inversión en el trazo y tendido de la tubería de la etapa 3.	112
22. Análisis de inversión en el trazo y tendido de la tubería de la etapa 2.	112
23. Análisis de inversión en el trazo y tendido de la tubería de la etapa 1	112
24. Análisis de inversión en el trazo y tendido de la tubería de la etapa 5.	112
25. Análisis de inversión en el trazo y tendido de la tubería de la etapa 4.	113
26. Análisis de inversión de estaciones de compresión para el proyecto completo.	113
27. Programa de inversiones de la Alternativa Continental en el año 1.	114
28. Programa de inversiones de la Alternativa Continental en el año 2.	115
29. Programa de inversiones de la Alternativa Continental en el año 3.	116
30. Programa de inversiones de la Alternativa Continental en el año 4.	117
31. Programa de inversiones de la Alternativa Continental en el año 5.	118
32. Programa de inversiones de la Alternativa Continental en el año 6.	119
33. Demanda calendarizada de la Alternativa Continental.	121
34. Inversiones de la Alternativa Continental.	122
35. Gastos de operación y mantenimiento de la Alternativa Continental.	122
36. Inversiones Totales de la Alternativa Continental.	122
37. Análisis general de ingresos por demanda en la Alternativa Continental.	123
38. Análisis de flujos de la Alternativa Continental.	124
39. Tarifas de transporte.	125
40. Factores de emisión por tipo de combustible.	127
41. Comparación del poder calorífico de los combustibles alternativos con el gas natural.	128
42. Análisis de sensibilidad, precios City Gate.	132
43. Proyectos factibles económicamente para un precio (1º mano) de US \$1.82/MMBTU.	133



## INTRODUCCIÓN

El término "energía" proviene del griego *energeia*, que significa trabajo en acción; actualmente, la mayor parte del trabajo pesado es realizado por máquinas que requieren energía, principalmente de combustibles, los cuales al ser quemados proporcionan la energía necesaria para transformarla en trabajo.

Existen varios tipos de fuentes de energía, sin embargo, las que provienen de los combustibles fósiles proporcionan mayor eficiencia en su transformación. Desafortunadamente éstos, son recursos no renovables por lo que es necesario planificar adecuadamente su uso y explotación de manera que puedan ser aprovechados sustancialmente por el ser humano para satisfacer sus requerimientos sin encarecer los yacimientos naturales.

Durante mucho tiempo la explotación del gas natural se ha considerado un dominio secundario de la exploración petrolera. Se acumula de la misma manera que el petróleo, en bolsones geológicos dentro de la corteza terrestre y se extrae mediante la perforación de pozos; también se descubre por los mismos métodos. En algunos depósitos, el gas se encuentra disuelto en el petróleo; en otros se halla encima de éste; y en otros, finalmente, se encuentra solo. El gas natural es además el combustible fósil que, al quemarse, produce menos impacto geológico.

El principal constituyente del gas natural es el metano ( $\text{CH}_4$ ). Otros hidrocarburos tales como el etano ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), el propano ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ) y el butano ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ), están presentes en menores cantidades. Entre los gases que sin ser hidrocarburos pueden hallarse en el gas natural se cuentan el bióxido de carbono, el gas helio, el sulfuro de hidrógeno (ácido sulfhídrico) y el nitrógeno. El gas natural se considera húmedo si contiene cantidades apreciables de hidrocarburos fácilmente condensables, tales como etano, propano y butano. Si hay poca cantidad de estos hidrocarburos, el gas se considera seco.

Los principales productores de gas natural son los Estados Unidos de América, la ex Unión Soviética, los Países Bajos y el Canadá. Las reservas probadas norteamericanas, sin embargo, han venido declinando desde 1967. En América Latina, los principales productores son México, Venezuela y Argentina, países que, junto con Bolivia, poseen las mayores reservas probadas. Estas son suficientes como para mantener el actual ritmo de producción durante un cuarto de siglo. Sin embargo, el alto nivel de inversiones que exige el transporte y distribución del gas natural constituye un serio freno para la expansión del consumo latinoamericano.

Para realizar la transformación del gas, después de extraído es conducido por un sistema de gasoductos a una refinería, donde se le transforma por alguno de los diversos métodos en uso. Uno de ellos consiste en la separación, que remueve la mayor parte de los hidrocarburos licuables, como el propano. Estos hidrocarburos sufren las transformaciones adicionales necesarias para obtener gas licuado de petróleo, gasolina natural y productos condensados de gas natural. La deshidratación es el procedimiento para reducir la cantidad de vapor de agua en el gas natural; se efectúa principalmente para impedir la formación de hidratos, que pueden obstruir los gasoductos. Los hidratos de gas natural son compuestos sólidos y cristalinos formados por la reacción del gas natural con el agua, generalmente bajo condiciones de alta presión o de temperatura reducida; presentan un aspecto muy parecido al del hielo raspado o de la nieve comprimida; de un conducto obstruido por hidratos se dice que está "congelado", aunque su temperatura supere la del punto de congelación del agua. Posteriormente, el gas natural se distribuye normalmente a través de un sistema de tuberías subterráneas. Muchas de esas tuberías de distribución conducen el gas a centenares de kilómetros de distancia desde las zonas de producción hasta los mercados de consumo.

El gas natural ha logrado colocarse en una posición privilegiada para el desarrollo energético debido a sus propiedades limpias de combustión, resolviendo de este modo las preocupaciones ambientales y su eficiencia como fuente de energía continua. Esta tendencia ha sido reforzada por dos hechos trascendentes. En primer lugar, los significativos avances tecnológicos en los medios de producción de electricidad que utilizan dicho combustible; en segundo, las reformas en la industria eléctrica, que han dado participación a los inversionistas privados, quienes han preferido esas tecnologías por su baja inversión y su corto período de construcción. Como resultados se ha favorecido un incremento en el consumo de gas natural en aquellos países que ya disponían de una infraestructura instalada, o la expansión de redes a nuevos centros de consumo.

El interés de las autoridades centroamericanas del sector de energía por el gas natural nace de la preocupación por buscar combustibles alternativos que ayuden a satisfacer las necesidades energéticas de la población, de forma económica y ambientalmente sustentable.

La situación energética del Istmo Centroamericano es muy específica. La leña y el petróleo son preponderantes, ya que representan alrededor del 87% del consumo final (44% y 43%, respectivamente), mientras que la electricidad ocupa un lugar secundario (9%). El nivel de electrificación es todavía bastante bajo (57%), con importantes diferencias entre los países. En

resumen, se trata de una región muy dependiente de la biomasa (especialmente en forma de leña), con bajo consumo de energía. La introducción del gas natural permitiría una mayor diversificación de fuentes de energía, así como el incremento en la eficiencia técnica y económica del sistema energético, con un menor impacto ambiental.

Las exploraciones realizadas en la región hasta la fecha no han revelado reservas significativas de este combustible. En el caso de Guatemala, único país productor, las pequeñas cantidades de gas asociado todavía no justifican el desarrollo de la infraestructura necesaria para llevarlo a los potenciales centros de consumo. Estas limitaciones restringen los esquemas regionales de transporte de gas natural a dos opciones de suministro: por el norte, desde México; y por el sur, desde Colombia.

En el presente estudio únicamente se aborda la primera opción, a raíz de los recursos financieros disponibles. Asimismo, se consideró que ésta resulta más fructífera ya que permitiría la conexión de Centroamérica con uno de los mercados de gas natural más importantes a escala mundial. La industria del gas en América del Norte comprende varias zonas con altas reservas de este combustible, una importante producción y una infraestructura muy desarrollada en Canadá y los Estados Unidos, y en franca expansión en México. Existen zonas productoras muy cercanas al Istmo Centroamericano, en los estados de Tabasco y Campeche, en México, a poca distancia de la frontera con Guatemala. Aún así, la opción de un suministro a partir de Colombia no ha sido descartada. Un estudio similar deberá realizarse en el futuro, a fin de analizar las complementariedades norte-sur en un suministro de gas natural más seguro al Istmo Centroamericano.

Para lograr realizar un mejor análisis, el estudio fue dividido en 5 etapas denominadas Proyectos con la variante de tener dos alternativas en el trazo dependiendo del punto de inyección inicial, la denominada Alternativa Continental cuando el trazo se inicia en Cd. Pemex, Tabasco y la Alternativa del Pacífico en el caso de que el origen sea Acayucan, Veracruz. Las alternativas sólo difieren en su trayectoria al principio en los que llamaremos proyectos 5 y 4, sin embargo, comparten el mismo trazo en algunas secciones en territorio guatemalteco así como la derivación a San Pedro Sula en Honduras. Posteriormente a partir de San Salvador, ciudad donde tiene origen el proyecto 3, el trazo es único y se conserva así hasta llegar al destino final en la ciudad de Panamá recorriendo previamente El Salvador, Honduras, Nicaragua y Costa Rica. La longitud total del gasoducto troncal en la Alternativa Continental es de 2.212 km mientras que el que tiene origen en Acayucan alcanza una longitud de 2.561 km.

La numeración de los proyectos se realiza en orden descendente desde el 5 hasta el 1 de modo que el proyecto 1 incluye todos los anteriores por lo que es el gasoducto completo y se toma como el proyecto principal.

En la Alternativa Continental los proyectos están distribuidos de la siguiente manera:

P5) Desde Cd. Pemex, Tabasco en México, hasta Zacapa en Guatemala, con sus respectivas derivaciones a Puerto Barrios, Puerto Quetzal y San Pedro Sula en Honduras; P4) Desde Zacapa hasta San Salvador en El Salvador, con una derivación hacia el Puerto de Acajutla; P3) Desde San Salvador hasta Managua en Nicaragua, con dos derivaciones más hacia Tegucigalpa y Puerto Sandino; P2) Desde Managua hasta San José, Costa Rica y P1) Desde San José hasta la ciudad de Panamá.

En la Alternativa del Pacífico existen las siguientes variaciones:

P5) Tiene como punto de inyección Acayucan, Veracruz, además de las derivaciones mencionadas en la alternativa anterior, también cuenta con una hacia Salina Cruz en el estado de Oaxaca; P4) Parte de Escuintla en territorio guatemalteco hacia San Salvador, con la misma derivación a Acajutla; de aquí en adelante, el trayecto troncal y las derivaciones son iguales a las mencionadas en la otra alternativa.

Las consideraciones realizadas para el trazo están estrechamente relacionadas con la topografía y las condiciones del terreno, procurando evitar regiones pantanosas y teniendo especial atención en no afectar las condiciones ambientales de las reservas ecológicas y zonas protegidas, de esta manera se analiza el impacto ambiental del proyecto así como los cálculos necesarios para seleccionar las características de la tubería que logren satisfacer los requerimientos para tener una operación adecuada y segura, como se indica en el capítulo 4.

En la construcción del gasoducto intervienen diversos factores que es preciso considerar, el trazo y apertura del derecho de vía, la construcción de los caminos de acceso, excavaciones, pruebas, reforestación y rehabilitación, etc. Es fundamental prestar atención a los programas de obra para lograr un avance ordenado y económicamente apropiado para satisfacer las expectativas de los inversionistas y los futuros consumidores.

En el capítulo 6 se pueden apreciar las tablas con las longitudes y diámetros correspondientes a las secciones en cada uno de los proyectos, así como los tramos correspondientes al gasoducto troncal y sus derivaciones; estos datos facilitan el análisis de las inversiones necesarias en tubería, que aunadas a las de las estaciones de compresión y diversos estudios serán consideradas para determinar la factibilidad de la realización del proyecto.

Debido a las reformas de 1995 a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en materia de gas natural se ha hecho posible la apertura a la inversión privada al transporte, distribución, almacenamiento y comercialización de gas natural en México. Esta apertura en el transporte de gas natural también ha permitido que la iniciativa privada construya ductos de transporte de usos propios. En principio se trata de ramales de interconexión que construyen los grandes industriales con los ductos de algún transportista.

La realización de este proyecto puede mejorar la balanza comercial, incrementar la inversión privada, desarrollar la competitividad de la industria alta consumidora de combustibles, diversificar las fuentes energéticas empleadas en los países del Istmo Centroamericano, aumentar la eficiencia de las plantas generadoras, además de contar con efectos ambientales positivos ya que reduciría drásticamente el nivel de emisiones contaminantes.

La introducción del energético en un país o región geográfica tiene un costo elevado, por lo que requiere la presencia de cuatro condiciones simultáneas: una masa crítica de utilizadores potenciales; una solución técnica capaz de conectar las zonas de producción con las de consumo; un precio del producto relativamente competitivo para el consumidor final y un precio adecuado de adquisición del combustible en la entrada del ducto que justifique las cuantiosas inversiones a lo largo de la cadena de suministro.

El precio de adquisición es el proporcionado como venta de primera mano en Cd. Pemex o Acayucan (dependiendo la alternativa de trazo) tomando en cuenta la referencia de precios en el sur de Texas (Houston Ship Channel). A este precio habrá que añadirle la tarifa de transporte desde el punto de inyección hasta el centro de consumo, obteniendo de esta manera el precio City Gate que es el que deberá compararse con el precio de los combustibles alternos para determinar de este modo las ventajas económicas de un combustible sobre los demás y señalar la factibilidad económica del proyecto.

A  
N  
T  
E  
C  
E  
D  
E  
N  
T  
I  
S

## 1.1 Historia de la regulación sobre el gas natural en México

Previo a 1995, Pemex era la única compañía que llevaba a cabo actividades de transporte, producción y exportación de gas natural además de ser el principal consumidor, a continuación se muestra la estructura de la industria del gas natural en México empleada hasta dicho año.

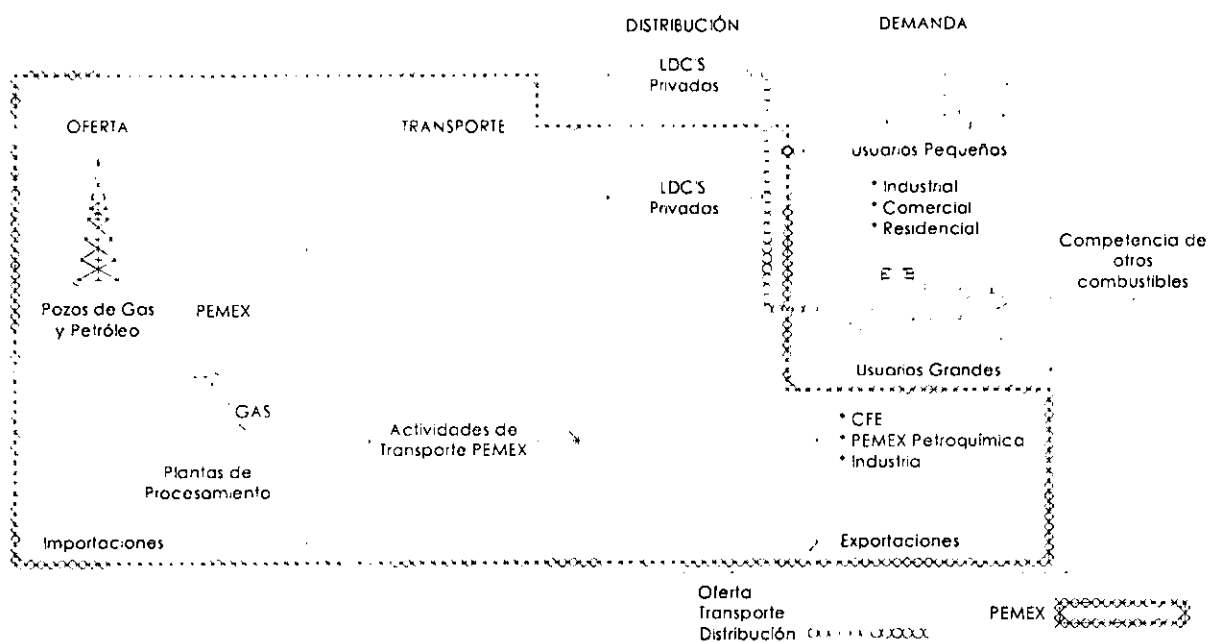


Figura 1. Estructura de la industria del gas natural en México antes de 1995.

En 1992 se promulga una nueva Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, que establece la creación de los siguientes organismos descentralizados de carácter técnico, industrial y comercial, con personalidad jurídica y patrimonio propios:

- Pemex Exploración y Producción
- Pemex Refinación
- Pemex Gas y Petroquímica Básica
- Pemex Petroquímica

La siguiente figura muestra la forma de funcionamiento y la relación existente entre cada uno de los organismos:

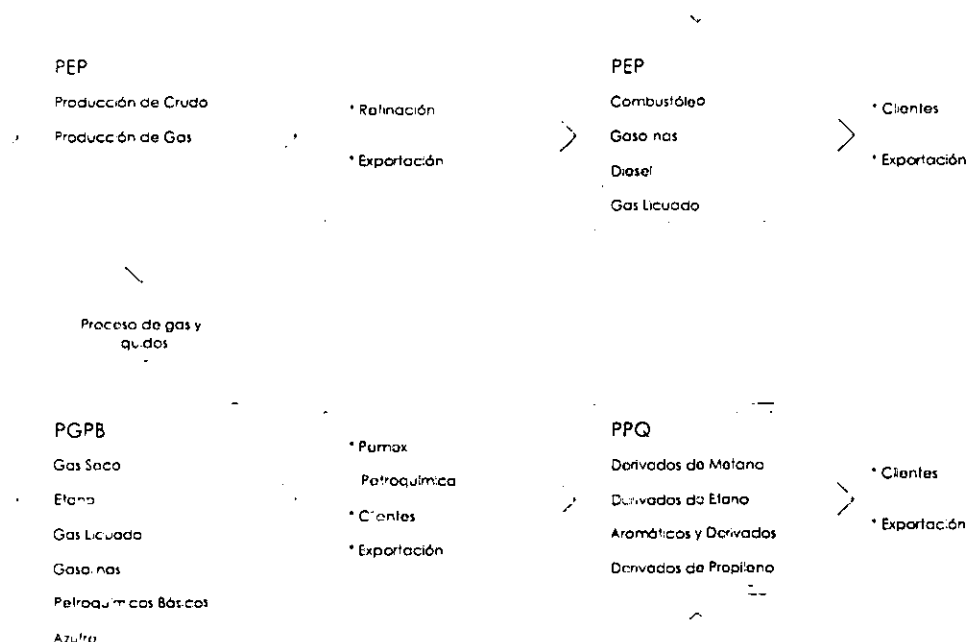


Figura 2. Organización de los Organismos de Pemex.

En octubre de 1993 se crea la Comisión Reguladora de Energía como órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía responsable de resolver las cuestiones derivadas de la aplicación de las disposiciones reglamentarias del Artículo 27 Constitucional en materia de energía eléctrica.

En diciembre de 1994 se crea la Secretaría de Energía, dependencia encargada de conducir la política energética del país. Sus antecesoras, la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, creada en 1982, la Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial, de 1976, y la Secretaría del Patrimonio Nacional, de 1964, tenían facultades en el ramo energético y minero principalmente.

En mayo de 1995 se publican modificaciones a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, mediante las que se establece que el transporte, almacenamiento y distribución de gas podrán ser llevados a cabo, previo permiso, por los



sectores social y privado, los que podrán construir, operar y ser propietarios de ductos, instalaciones y equipos.

En octubre del mismo año, el Congreso de la Unión expidió la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, con el objetivo de fortalecer el marco institucional y hacer posible la instrumentación de las reformas legales. Esta Ley define a la CRE como un órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía con autonomía técnica, operativa y financiera, encargado de instrumentar la regulación de la industria del gas natural.

En noviembre se expide el Reglamento de Gas Natural, que regula las ventas de primera mano del gas natural, así como las actividades y los servicios que no forman parte de la industria petrolera de gas natural, y define las bases para que empresas privadas puedan participar en la obtención de permisos para transportación, almacenamiento y distribución de gas natural y gas licuado de petróleo.

## 1.2 El sistema de gasoductos mexicano

La cadena de producción del Gas Natural se compone de las siguientes fases:

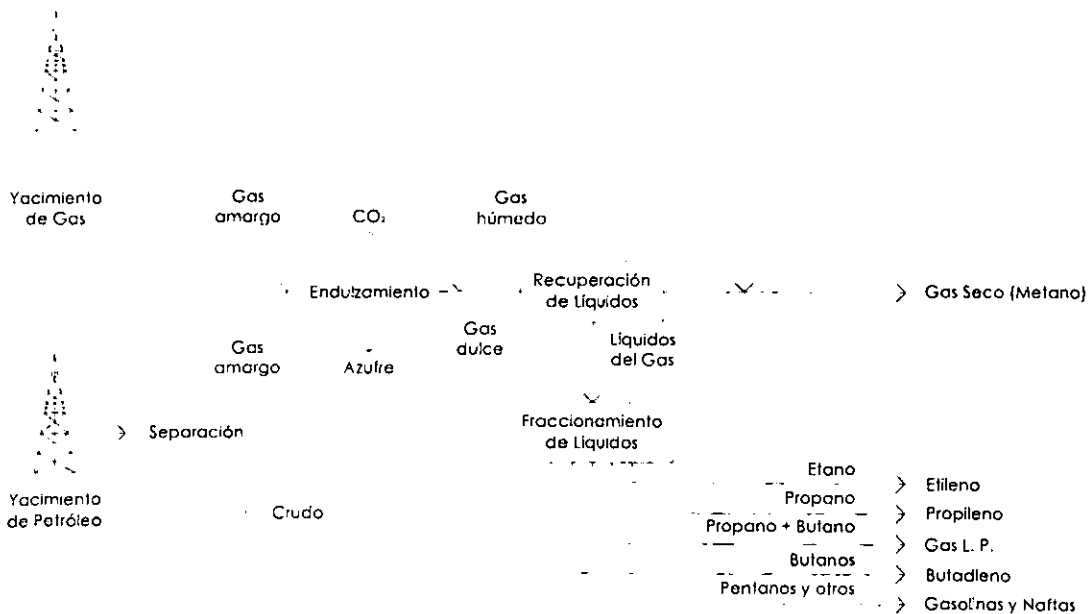


Figura 3. Proceso productivo del Gas Natural y sus derivados.

El gas natural asociado al crudo tiene una relación respecto del aceite que va desde 70 a 500 m<sup>3</sup> de gas por cada m<sup>3</sup> de crudo. Petróleos Mexicanos considera 250 m<sup>3</sup> de gas por uno de crudo como promedio general para el país. Este tipo de producto se lleva del pozo a una batería de separadores -recipientes verticales, donde mediante cambios de presión se logra la eliminación del crudo; el gas así obtenido pasa a las plantas de absorción para retener, en caso necesario, los hidrocarburos licuables, y de allí, ya en estado seco, a los gasoductos troncales para su distribución. El gas natural que en el yacimiento se logra sin hidrocarburos va directamente del pozo a las tuberías.

Cuando el producto es húmedo, se colecta en separadores especiales, se aíslan primero los hidrocarburos más pesados y después, en plantas de absorción -criogénicas-, se recuperan los hidrocarburos licuables. Si el gas natural húmedo contiene ácido sulfhídrico, como el de los yacimientos de Poza Rica, se le hace pasar por una torre que contiene monoetanolamina y el ácido sulfhídrico que ahí se retiene se envía posteriormente a las plantas de azufre.

Pemex Gas cuenta con 8 complejos procesadores de gas natural:

- Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex
- Complejo Procesador de Gas Cactus
- Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex
- Complejo Procesador de Gas Área Coatzacoalcos
- Complejo Procesador de Gas La Venta
- Complejo Procesador de Gas Matapionche
- Complejo Procesador de Gas Poza Rica
- Complejo Procesador de Gas Reynosa

Dos de estos ubicados en la región del Norte de México, uno en la parte central y cinco en la región sureste, contando en total con las siguientes capacidades: endulzamiento de gas: 3,7535 mmpcd; recuperación de líquidos: 5,309 mmpcd; fraccionamiento de líquidos: 554 mbd.

El Sistema de Gasoductos Mexicano está integrado por la red de Pemex Gas y Petroquímica Básica y los ductos de participación privada con acceso abierto.

## a) Sistema Nacional de Gasoductos de Pemex (SNG):

El SNG cruza en su recorrido 18 estados de la República. Inicia en Chiapas y pasa por Veracruz y Tabasco hasta Tamaulipas con líneas de 24, 36 y 48 pulgadas de diámetro; posteriormente se prolonga por los estados de Nuevo León, Coahuila, Durango y Chihuahua, con líneas de 24 y 36 pulgadas de diámetro. Existen tres líneas importantes de 18, 24 y 36 pulgadas que recorren el centro del país pasando por los estados de Veracruz, Puebla, Tlaxcala, Hidalgo, México, Querétaro, Guanajuato, San Luis Potosí, Michoacán y Jalisco.

En Naco, Sonora, inicia un ducto de 327 km de longitud para la importación de gas natural, de los Estados Unidos de América a Hermosillo.

La extensión total del SNG es de 9,031 km y cuenta con ocho estaciones de compresión; tres en el sur del sistema en el área de Cárdenas y Minatitlán, una en Valtierra, Guanajuato, y 4 en la parte norte en los estados de Tamaulipas y Nuevo León.

El SNG cuenta con puntos de inyección de gas natural de origen nacional y puntos de conexión internacional. A través de estos últimos se pueden realizar operaciones de importación o exportación con los Estados Unidos de América.

El sistema nacional de ductos cuenta con 6 interconexiones con los Estados Unidos de América con una capacidad de 35.54 millones de m<sup>3</sup> diarios. Los puntos de interconexión se muestran en la siguiente tabla:

De Estados Unidos	A México	Capacidad (mpcd)
Peñitas	Matamoros	400
McAllen, Texas	Reynosa	400
Hidalgo	Reynosa	375
El Paso, Texas	Cd. Juárez	60
Naco, Arizona	Naco, Sonora	16
Eagle Pass	Piedras Negras	4

Tabla 1. Puntos de Interconexión entre Estados Unidos de América y México.



Mapa 1 Sistema Nacional de Gasoductos de Pemex

Otro importante proyecto de interconexión que desarrollará una empresa privada corresponde al gasoducto que transportará gas del sur de Estados Unidos a la Central Termoeléctrica de Rosarito.

El Sistema Nacional de Gasoductos se encuentra distribuido en tres zonas: Norte, Centro y Sur; y en 18 sectores: Guadalajara, Salamanca, Venta de Carpio, Mendoza, Veracruz, Valle de México, Madero, Reynosa, Torreón, Monterrey, Chihuahua, Cárdenas y Minatitlán.

b) Gasoductos de participación privada:

En el transporte de gas natural, además de Pemex, pueden participar empresas privadas quienes, previo permiso, pueden construir, operar y mantener sistemas de transporte. A la fecha la CRE ha otorgado 14 permisos para transporte de gas natural de acceso abierto mostrados en la Tabla 2:

Permisario	Trayecto	Capacidad (Miles m <sup>3</sup> /día)	Longitud (km)
Midcon Gas Natural de México	Cd. Mier Tamaulipas-Monterrey	7.645	154.8
Gasoductos Chihuahua	San Isidro-Samalayuca	6.200	37.9
Gasamex Bajío	San Luis Potosí-Guanajuato	360	2.6
Energía Mayacán	Cd. Pemex Tabasco-Valladolid Mérida	8.072	710.2
Tejas Gas de México	Palmillas-Toluca	2.720	123.2
Transnevado Gas	Jilitepec-Toluca	2.330	127.0
Finša Energéticos	Matamoros Tamaulipas	164	8.0
Cia. Mexicana de Gas	Apodaca-Cerralvo	580	73.0
Transportadora de Gas Zapata	Puebla-Cuernavaca	1.302	132.5
TransCanada del Bajío	Valterra, Gto-Aguascalientes	2.550	203.0
Transportadora de Gas Natural de Baja California	San Diego-Rosario	22.923	36.0
Transportadora de Gas Natural del Centro	El Durazno, Gto-Pabellón de Arteaga Aguascalientes	2.115	228.0
Midcoast del Bajío	Valterra, Gto-Salamanca- Irapuato-Silao-León Gto	2.610	98.8
TGT de México	Valterra-León-Aguascalientes		200.0

Tabla 2 Permisos de Transporte.

Permisario	Trayecto	Capacidad (Miles m <sup>3</sup> /día)	Longitud (km)
PGPB Naco-Hermosillo	Naco-Hermosillo	3.110 *	339.0
PGPB SNG	19 entidades federativas	72.940	8.704.0

\* a partir del tercer año de operación

Tabla 3 Permisos de Transporte para Pemex Gas y Petroquímica Básica.

Además de los gasoductos de participación privada de acceso abierto, existen otros para transporte de gas para usos propios, pero no pueden ser incluidos en el sistema debido a que son de uso particular.

Por consiguiente, el sistema completo consta de 11,877 km, incluyendo los gasoductos de Pemex y los de participación privada.

### 1.3 Apertura a la participación privada y nueva regulación de permisos

La Ley Reglamentaria del Petróleo y su Reglamento dan claridad y congruencia al marco legal e institucional a través de seis aspectos principales:

- Establecen la visión de la industria.
- Desarrollan los objetivos de la regulación.
- Determinan las interrelaciones entre los participantes de la industria.
- Especifican claramente el papel de Pemex dentro de la industria.
- Definen las funciones de la autoridad reguladora.
- Fijan el régimen de transición.

Pemex era el único agente autorizado para construir, operar y tener en propiedad ductos. Durante este periodo, Pemex desarrolló un adecuado sistema nacional de ductos troncales.

Pemex y algunos operadores privados desarrollaron sistemas de distribución limitados y principalmente orientados al suministro de gas a clientes industriales. Actualmente Pemex y CFE cuentan con el 90 por ciento de los clientes.

Pemex no desarrolló un sistema de almacenamiento puesto que, por su integración, la empresa podía ajustar los patrones de consumo de gas natural a los patrones de producción y transporte.

Las actividades de comercialización, por su parte, también se encontraban poco desarrolladas. Pemex era el único agente con facultades para vender, importar y exportar gas natural.

Las restricciones presupuestales de Pemex limitaron la construcción de ductos. Esta falta de infraestructura ocasionó una baja utilización de gas natural en los procesos industriales y un escaso consumo comercial y residencial.

La visión de largo plazo de la industria busca la participación de los particulares en las actividades de transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de gas natural y una mayor interacción de todas las actividades.

El marco regulador fomenta el desarrollo balanceado de la industria. La regulación incluye disposiciones orientadas a favorecer el desarrollo de la industria y disposiciones orientadas a proteger a los usuarios de los sistemas y a limitar el poder de mercado de los participantes.

La regulación prevé cinco principales participantes:

- Pemex: encargado de las ventas de primera mano y de la operación de su red de transporte. Podrá realizar actividades de comercialización.
- Transportistas: construyen, operan y tienen propiedad nuevos ductos de transporte. En su caso, los transportistas también realizan actividades de comercialización.
- Almacenistas: desarrollan sistemas de almacenamiento y, en su caso, realizan actividades de comercialización.
- Distribuidores: suministran gas en una zona geográfica permitida y comercializan gas dentro de su zona. Los distribuidores pueden desarrollar actividades adicionales de comercialización.
- Comercializadores: realizan actividades de compra venta de gas y de intermediación de servicios de transporte, almacenamiento y distribución. Esta actividad no está regulada y puede ser desempeñada por cualquier persona.

### *Inversión Extranjera*

Los inversionistas extranjeros deben sujetarse a las reglas de participación establecidas en la Ley de Inversiones Extranjeras la cual no pone límites en cuanto a la propiedad y operación de los sistemas.

El objetivo del nuevo marco regulador es propiciar una estructura industrial eficiente a partir de combinar la promoción de la competencia económica en ramas y sectores potencialmente competitivos y la regulación de los monopolios naturales y legales.

Los instrumentos de regulación que se utilizan para promover la competencia incluyen:

- Acceso abierto no indebidamente discriminatorio: cuando cuenten con capacidad disponible, los permisionarios tienen la obligación de prestar sus servicios y de otorgar un trato similar a clientes similares en condiciones similares.

- Separación de servicios: los servicios deben prestarse de forma independiente, sin condicionar la prestación de un servicio a la prestación de otro. Los participantes diferenciarán el costo de cada uno de sus servicios y el costo del gas natural.
- Libre comercio: cualquier persona puede realizar importaciones para su consumo o para su comercialización y adquirir gas para su exportación.
- Tarifas negociadas: las partes podrán pactar libremente tarifas diferentes a las determinadas por la regulación.
- Mercado secundario de capacidad: los usuarios del servicio de transporte podrán ceder a terceros sus derechos sobre capacidad.
- Para regular los monopolios naturales y legales, la regulación otorga facultades a la Comisión para aprobar:
  - Precios máximos para las ventas de primera mano.
  - Tarifas máximas para los servicios de transporte, almacenamiento y distribución.
  - Términos y condiciones de la prestación del servicio.

#### *Ventas de Primera Mano*

La metodología tomará en consideración las condiciones del mercado internacional, el lugar en donde se realice la venta y las alternativas de suministro de los usuarios.

Pemex deberá ofrecer dos cotizaciones a los compradores que lo soliciten: una a la salida de las plantas de proceso y otra en el punto de entrega que determine el comprador. La segunda cotización deberá desagregar el precio del gas natural y las tarifas de transporte.

La regulación del precio máximo de las ventas de primera mano estará vigente siempre que la Comisión Federal de Competencia no determine que existen condiciones de competencia efectiva en el mercado relevante.

Este precio máximo se establece para limitar el poder de mercado de Pemex como único productor nacional de gas natural.

Las importaciones y exportaciones de gas natural podrán ser efectuadas sin necesidad de permiso previo.



El comercio exterior tiene como finalidad:

- Permitir el desarrollo y uso eficiente de las redes de transporte y distribución.
- Introducir una alternativa de suministro que induzca en Pemex un comportamiento competitivo en las ventas de primera mano.

Las importaciones de gas natural no están sujetas a la regulación de precio máximo ya que provienen de un mercado competitivo.

La autoridad encargada de aplicar e interpretar la regulación del gas natural es la CRE. La propia regulación del gas natural especifica la participación de la Comisión en cada una de las actividades reguladas.

Ventas de primera mano:

- Expedir las metodologías para la determinación del precio máximo.
- Aprobar los términos y condiciones de estas ventas.

Régimen de permisos:

- Otorgar los permisos de transporte, almacenamiento y distribución.
- Organizar y llevar a cabo los procedimientos de licitación para el otorgamiento del primer permiso de distribución para una zona geográfica.

Acceso abierto no indebidamente discriminatorio:

- Aprobar y determinar las condiciones generales para la prestación del servicio, que incluyen: las tarifas para la prestación del servicio; los términos y condiciones para el acceso a los servicios; los derechos y obligaciones del permisionario y el procedimiento arbitral para la solución de controversias propuesto por el permisionario.

Separación de servicios:

- Expedir directivas con relación a los sistemas contables.

Precios y tarifas:

- Aprobar y determinar las tarifas que los permisionarios cobrarán a sus usuarios.
- Verificar los precios de adquisición que deberán utilizar los distribuidores para el cálculo de sus precios de adquisición de gas natural.

Disposiciones generales:

- Requerir a Pemex, a los importadores y exportadores y a los permisionarios, información sobre sus actividades relacionadas con gas natural.
- Llevar un registro público de actividades reguladas.
- Imponer sanciones.

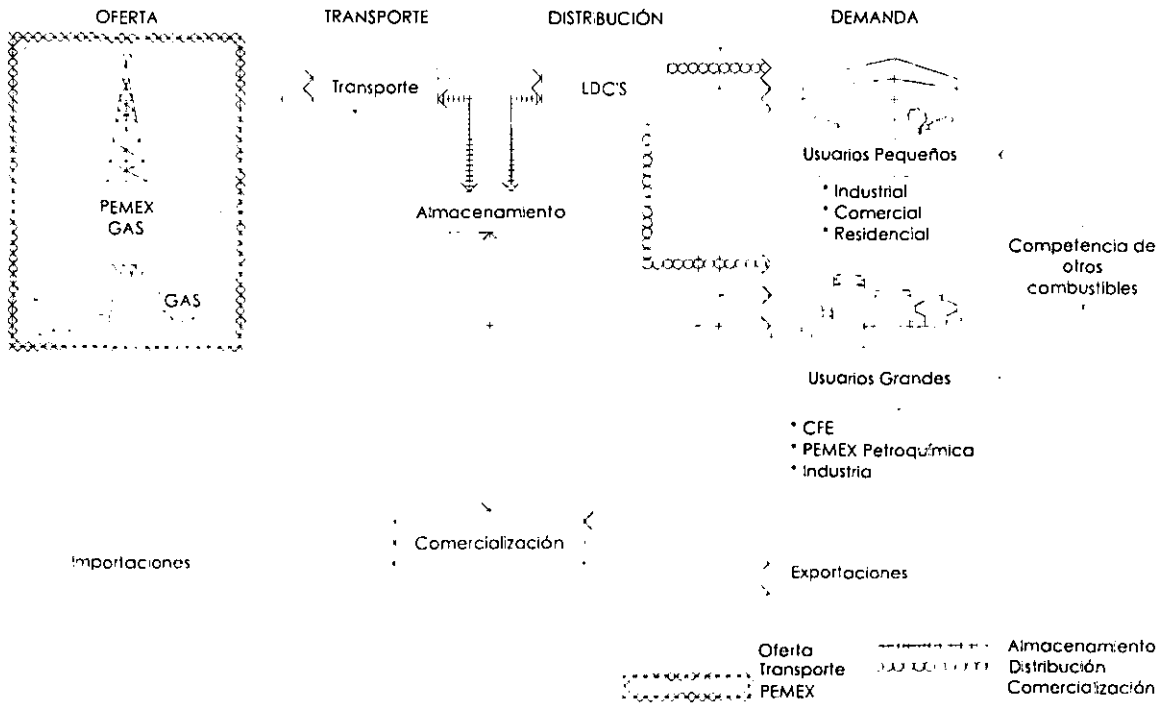


Figura 4 Evolución esperada de la industria del gas natural.

Régimen de permisos

La Comisión otorga los permisos de estas actividades previa solicitud o licitación. Los permisos tendrán una duración inicial de 30 años y serán renovables por periodos de quince años.

La regulación de gas natural define tres tipos de actividades sujetas a permiso: transporte, almacenamiento y distribución.

Los permisos de transporte y almacenamiento serán otorgados a solicitud de parte y no conferirán exclusividad.

En las ventas de primera mano de gas natural y en sus actividades como permisionario, Pemex estará sujeto a las disposiciones del Reglamento.

### *Descripción de los tipos de permisos*

#### 1. Transporte

Por medio de esta actividad se recibe, conduce y entrega el gas por medio de ductos a personas que no son usuarios finales que se encuentran localizados dentro de una zona geográfica.

##### 1.1 Acceso abierto

El permisionario deberá permitir a los usuarios o solicitantes del servicio de transporte el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a su sistema de transporte de conformidad con lo siguiente:

- a) El acceso abierto y no indebidamente discriminatorio estará limitado a la capacidad disponible del permisionario y se sujetará al pago de la tarifa correspondiente;
- b) La capacidad disponible a que se refiere el inciso anterior se entenderá como aquella que no sea efectivamente utilizada, y
- c) El acceso abierto al servicio de transporte de gas por parte del permisionario sólo podrá ser ejercido por los usuarios mediante la celebración del contrato respectivo, excepto en lo mencionado en el artículo 69 del Reglamento del Gas Natural<sup>1</sup>.

A partir del 4 de octubre de 1996 hasta el 15 de septiembre de 1999, se han otorgado 16 permisos de transporte para servicio al público (acceso abierto), entre estos se acumula una longitud total de 11'205,798 metros.

---

<sup>1</sup> Reglamento de Gas Natural Artículo 69.- Mercado secundario de capacidad. Los usuarios podrán ceder directamente o autorizando al transportista para tal efecto, los derechos sobre la capacidad reservada que no pretendan utilizar. La capacidad que se pretenda liberar se publicará en el sistema de información que para tal fin establezca la Comisión.

## 1.2 Para usos propios

Estos permisos podrán ser otorgados a usuarios que adquieran gas natural para su consumo o a sociedades de autoabastecimiento formadas por usuarios que consuman gas natural.

El otorgamiento de estos permisos incluye dos restricciones:

Los titulares no podrán comercializar gas ni prestar servicios de transporte y distribución.

La obtención de derechos de paso y de cruce y el establecimiento de las servidumbres sólo podrá llevarse a cabo por acuerdo entre las partes, sin que exista una declaratoria de utilidad pública por parte de la Comisión.

A partir del 20 de septiembre de 1996 hasta el 25 de agosto del 2000, se han otorgado 53 permisos de transporte de gas natural para usos propios, logrando acumular una longitud total de 603,881 metros.

## 2. Distribución

El primer permiso de distribución para una zona geográfica será otorgado por licitación y contará con un periodo de exclusividad<sup>2</sup> de doce años. Después del periodo de exclusividad, los permisos de distribución serán otorgados a solicitud de parte y no conferirán exclusividad.

Los permisos de distribución no confieren exclusividad sobre la comercialización del gas en la zona permissionada (puenteo comercial).

Los usuarios en una zona geográfica de distribución podrán conectarse directamente a los sistemas de transporte a través de un permiso de transporte para usos propios (puenteo físico).

A partir del 27 de septiembre de 1996 hasta el 21 de julio del 2000 se han otorgado 21 permisos de distribución, ubicados en las siguientes zonas geográficas:

---

<sup>2</sup> El periodo de exclusividad permite que el distribuidor desarrolle la red con un plan de largo plazo.

* Guadalajara	* Valle Cuautitlán-Texcoco	* Monterrey
* Puebla-Tlaxcala	* Distrito Federal	* Toluca
* Bajío Norte	* Monterrey	* Saltillo
* Cananea	* Tamaulipas	* Hermosillo
* La Laguna-Durango	* Río Pánuco	* Chihuahua
* Bajío	* Ciudad Juárez	* Piedras Negras
* Querétaro	* Nuevo Laredo	* Mexicali

### 3. Almacenamiento

Si bien la iniciativa privada ha manifestado su interés por construir y operar infraestructura para el almacenamiento de gas natural en México, a la fecha la CRE no ha expedido ningún permiso de almacenamiento pues aún no se ha presentado ningún proyecto en específico. En general este tipo de proyectos tiene su justificación económica en las diferencias entre lo que los consumidores han previamente contratado con sus proveedores de gas natural, y su demanda real al último momento.

En las condiciones actuales del mercado de gas natural en México este tipo de situaciones sigue siendo inusual, pero es de esperarse que a medida que crezca la demanda y que aumente el número de proveedores y comercializadoras de gas, también se generará una demanda importante por los servicios de almacenamiento.

Cada permiso de almacenamiento será otorgado para una localización específica y una capacidad determinada.

EL SECTOR ENERGÍA EN MÉXICO Y CENTROAMÉRICA

## II

### II.1 Fuentes de Energía

Las fuentes de energía se aplican para el desarrollo de todas las actividades propias del ser humano, encaminadas al mejoramiento de las condiciones de vida y los sistemas de producción, que van desde la obtención de alimentos, el desarrollo de todas las actividades económicas, hasta el logro de las grandes hazañas espaciales de los últimos años.

Desafortunadamente el desarrollo de todas las actividades se han basado en una franca dependencia de los energéticos, lo que ha motivado un marcado dispendio<sup>3</sup> y una ineficiente utilización de las fuentes de energía, fundamentalmente aquellas provenientes de los combustibles fósiles (hidrocarburos y carbón), que son y seguirán siendo la principal fuente de energía, como consecuencia de su menor costo y mayores eficiencias en su transformación. Sin embargo, el impacto ambiental por la emisión de gases efecto invernadero como consecuencia de su combustión, pueden limitar su utilización en el futuro.

Por otra parte se están haciendo grandes esfuerzos por racionalizar su uso, promoviendo una mayor eficiencia, además de diversificar las fuentes primarias de energía.

#### II.1.1 Renovables

Una fuente de energía renovable es aquella que fluye de manera natural y repetida en el ambiente, como lo son las siguientes: Solar, Helioenergía, Fotovoltaica, Biomasa, Geotermia, Eólica, Hidroenergía y Maremotriz.

##### *Energía Solar*

La energía solar es la fuente de energía que mantiene la vida en nuestro planeta. Es limpia, renovable, abundante y está disponible en la mayor parte de la superficie terrestre. La insolación que se recibe en una superficie horizontal es del orden de 1 kW/m<sup>2</sup> al mediodía, variando de lugar a lugar según su latitud, nubosidad, humedad y otros factores.

---

<sup>3</sup> Dispendio: Gasto, por lo general excesivo e innecesario.

Comparada con las fuentes convencionales de energía, la energía solar presenta una baja densidad energética, pero puede ser concentrada para alcanzar altas temperaturas, habiéndose alcanzado hasta 3000 K en hornos solares. Se puede convertir a energía mecánica y eléctrica con eficiencias razonables, del orden de 25% y 20% respectivamente. El aprovechamiento del efecto fotovoltaico en semiconductores, permite convertir la energía solar directamente a electricidad, con eficiencias del 5 al 20%.

Los estudios que se han hecho en el país sobre la cantidad de energía solar aprovechable muestran que el recurso es grande, ya que la insolación promedio observada es de las más altas del mundo. La mayor parte del territorio (95%) recibe una radiación global anual promedio de más de 1,700 kWh/m<sup>2</sup>, por lo que la energía solar es una de las fuentes de energía que seguramente brindará una importante contribución a la oferta energética del futuro en nuestro país.

#### *Helioenergía*

El estanque solar es una tecnología en estado avanzado de desarrollo, pero aún no comercial. Es probablemente la tecnología solar que presenta las mejores perspectivas económicas a corto plazo, tanto para aplicaciones térmicas de calor de proceso a baja temperatura (menos de 100 °C), desalación de agua, y generación eléctrica en turbinas con fluido de trabajo de tipo orgánico de pequeña capacidad, sobre todo en zonas costeras. El estanque solar más grande que se ha construido tenía una capacidad de generación eléctrica de 5000 kW.

Las plantas helioeléctricas de receptor central se encuentran actualmente en etapa de planta piloto en diversos países del mundo, siendo la más grande de 10,000 kW en proceso de reconvertirse a 20,000 kW. Se espera que este tipo de plantas, con capacidades típicas de 100,000 kW, estén disponibles comercialmente en el mediano plazo.

#### *Fotovoltaica*

Los Sistemas fotovoltaicos convierten directamente parte de la energía de la luz solar en electricidad. Las celdas fotovoltaicas se fabrican principalmente con silicio, el segundo elemento más abundante en la corteza terrestre, el mismo material semiconductor usado en las computadoras. Cuando el silicio se contamina o dopa con otros materiales de ciertas



características, obtiene propiedades eléctricas únicas en presencia de luz solar. Los electrones son excitados por la luz y se mueven a través del silicio; este es conocido como el efecto fotovoltaico y produce una corriente eléctrica directa. Las celdas fotovoltaicas no tienen partes móviles, son virtualmente libres de mantenimiento y tienen una vida útil de entre 20 y 30 años.

La conversión directa de la parte visible del espectro solar es, quizá, la vía más ordenada y estética de todas las que existen para el aprovechamiento de la energía solar. Desafortunadamente esta tecnología no se ha desarrollado por completo en México. Si bien los módulos fotovoltaicos son relativamente simples, su fabricación requiere de tecnología sofisticada que solamente está disponible en algunos países como Estados Unidos, Alemania, Japón y España entre otros.

### *Biomasa*

La biomasa se define como toda la materia orgánica de origen vegetal o animal que puede convertirse a energía. Algunas aplicaciones bien conocidas de la biomasa incluyen la conversión de leña y residuos agrícolas y forestales por combustión directa para producir calor, vapor y/o electricidad, la conversión de caña de azúcar y granos por fermentación para producir alcohol combustible, la conversión de desechos orgánicos por biometanación para producir metano y bióxido de carbono (biogas), la conversión de residuos agrícolas y madereros a combustibles líquidos, sólidos y gaseosos por medio de procesos termoquímicos, y la producción de aceites vegetales que pueden emplearse como sustitutos del diesel.

En cuanto a los usos actuales de biomasa en el país, que significaron el 10.2% del consumo final energético en 1992, además de la leña empleada en el medio rural se puede señalar la combustión de bagazo de caña en los ingenios azucareros para la producción de vapor y/o energía eléctrica, y la quema de residuos en algunas fábricas de papel. A un nivel mucho menor, se tiene la producción de carbón vegetal, por lo general con procesos muy ineficientes.

### *Geotermia*

Hasta la fecha, los yacimientos geotérmicos que se han explotado para la generación eléctrica son del tipo de vapor seco, como Los Géiseres en EUA y Larderello en Italia, o de agua dominante, como Cerro Prieto en México y Wairaki en Nueva Zelanda. La tecnología empleada

para su explotación es comercial, aunque todavía tiene algunos aspectos de investigación y desarrollo. Existen otros tipos de yacimientos que por su naturaleza no son explotables con esta tecnología. Estos básicamente son dos: aquellos cuya temperatura es baja y no sólo se aprovechan para usos eléctricos, y aquellos que tienen la temperatura adecuada pero son secos. Además, se ha propuesto utilizar el gradiente térmico natural de la tierra, el cual a diez kilómetros de profundidad daría una temperatura de 300 °C o más; es decir, no es un yacimiento localizado sino que está presente en toda la superficie terrestre.

### *Eólica*

La energía del viento se deriva del calentamiento diferencial de la atmósfera por el sol, y las irregularidades de la superficie terrestre. Aunque sólo una pequeña parte de la energía solar que llega a la tierra se convierte en energía cinética del viento, la cantidad total es enorme.

A pesar de que la necesidad de sitios con buenos vientos es importante desde el punto de vista económico, no se deberá sobre-enfatizar fuera de contexto con las aplicaciones particulares; se podrá requerir de un sitio con vientos fuertes (por ejemplo más de 5 m/s de velocidad media anual) para competir con la generación eléctrica convencional cerca de una central eléctrica, mientras que para regiones remotas pueden ser adecuados sitios con menores velocidades (por ejemplo 3 m/s para aplicaciones de bombeo de agua y otras).

Con respecto a las aplicaciones actuales en el país, se cuenta únicamente con aerobombas de aspas múltiples, instaladas principalmente en el norte y el sureste. En el Istmo de Tehuantepec la CFE construye una central de 1000 kW, y el Municipio de Zacatecas construye otra de 2000 kW para abastecer parte de sus necesidades de alumbrado público.

### *Hidroenergía*

Una vez que el agua de un caudal se confina en la tubería de alimentación, es inyectada sobre las aletas de la turbina en el otro extremo. La turbina, a su vez, impulsa el generador y se produce energía eléctrica. Hay tres tipos principales de turbinas, las Pelton, las Kaplan y las Francis, siendo las del tipo Pelton las más populares debido a su versatilidad para operar en amplios rangos de caudales y presiones. Típicamente, en hidroenergía, se asume que se producirá mayor potencia cuando la presión dinámica (cuando el agua está siendo usada)

es igual a las dos terceras partes de la presión estática (cuando el sistema está cerrado y no hay flujo).

Las pequeñas centrales hidroeléctricas han sido utilizadas en México desde fines del siglo pasado en varios estados de la República Mexicana; algunas plantas fueron abandonándose por problemas gremiales y de legislación.

### *Maremotriz*

Una gran reserva de energía la contienen los océanos, que cubren el 70% de la superficie de la Tierra; lo más evidente de esta fuerza es la marea que yendo y viniendo dos veces al día, mueve millones de toneladas de agua por acción de la fuerza de gravedad de la Luna y del Sol.

Existen ya algunas centrales de energía generada por las mareas; en Francia (Rance) y en América del Norte (Passamaquoddy, Maine y Canadá).

En ellas, el agua penetra dos veces al día en el estuario y se retira arrastrando más de un millón de m<sup>3</sup> por minuto, provocando diferencias de nivel de más de 14 metros, que son aprovechadas para producir energía eléctrica.

México tiene casi 10,000 km de costas, con un potencial de producción de energía en espera de ser explotado.

## II.1.2 No Renovables

Es aquella energía que no es capaz de regenerarse, como lo son las siguientes: Hidrocarburos, Petróleo, Gas Natural, Carbón, Nuclear, Fusión y Fisión.

Los combustibles fósiles (hidrocarburos y carbón) son y seguirán siendo la principal fuente de energía, como consecuencia de su menor costo y mayores eficiencias en su transformación. Sin embargo, el impacto ambiental por la emisión de gases efecto invernadero como consecuencia de su combustión, pueden limitar su utilización en el futuro.

## *Hidrocarburos*

Reciben este nombre por estar constituidos principalmente por átomos de hidrógeno y carbono, aunque también incluyen en sus moléculas pequeñas proporciones de otros elementos como el nitrógeno, azufre, oxígeno y algunos metales.

## *Petróleo*

Es un compuesto de hidrocarburos. El petróleo corresponde a un grupo de sustancias bituminosas muy abundantes en la naturaleza, que se encuentran en variadas formas y reciben diversas denominaciones como petróleo en bruto, aceite de piedra, nafta, asfalto, o bien se halla mezclado con materias minerales, como ocurre en las pizarras bituminosas.

El petróleo se encuentra en el subsuelo, impregnado de formaciones de tipo arenoso y calcáreo. Asume los tres estados físicos de la materia: sólido, líquido y gaseoso, según su composición, temperatura y presión a que se encuentra.

En general existen dos tipos de crudo: ligero y pesado, considerando que a mayor gravedad y menor densidad es más ligero el crudo y, por el contrario, a menor densidad es más pesado. De esta manera la gama de tipos de crudo se amplía de forma significativa, utilizándose categorías que giran en torno a los dos tipos genéricos: extraligero, ligero dulce, ligero amargo y extrapesado, entre otros.

Los usos de los principales productos del petróleo son los siguientes:

- a) Energéticos: Combustibles específicos para los transportes, la agricultura, la industria, la generación de corriente eléctrica para uso doméstico.
- b) Productos especiales: Lubricantes, parafinas, asfaltos, grasas para vehículos, construcción y uso industrial.
- c) Materias primas para la industria petroquímica básica.

## *Gas Natural*

Es la mezcla de hidrocarburos compuesta primordialmente por metano, las condiciones bajo las cuales se mide corresponde a la presión absoluta de 98.067 kPa y a la temperatura de

293 K. Entre los elementos que podemos encontrar en el gas natural tenemos: Ácido Sulfhídrico (H<sub>2</sub>S), Azufre (S), Bióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), Nitrógeno (N<sub>2</sub>), O<sub>2</sub> y Vapor de agua entre otros.

El gas natural que se inyecte a los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución debe cumplir, como mínimo con las especificaciones siguientes:

Determinación de	Método	Unidades	Especificación	
			Mínimo	Máximo
Poder calorífico bruto en base seca	ASTM D-1826	MJ/m <sup>3</sup>	35.42	---
Ácido sulfhídrico (H <sub>2</sub> S)	ASTM D-4468	mg/m <sup>3</sup>	---	6.1
		ppm	---	4.4
Azufre total (S)	ASTM D-4468	mg/m <sup>3</sup>	---	258
		ppm	---	200
Humedad (H <sub>2</sub> O)	ASTM D-1142 Higrómetro	mg/m <sup>3</sup>	---	112
Nitrógeno (N <sub>2</sub> ) + Bióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )	ASTM D-1945	% Vol	---	3
Contenido de licuables a partir del propano	ASTM D-1945	l/m <sup>3</sup>	---	0.059
Temperatura	---	K	---	323
Oxígeno (O <sub>2</sub> )	ASTM D-1945	% Vol	---	0.5
Material sólido	---	---	Libre de polvos, gomas y de cualquier sólido que pueda ocasionar problemas en la tubería	
Líquidos	---	---	Libre de agua y de hidrocarburos líquidos	
Microbiológicos	---	---	Libre	

Donde: MJ/m<sup>3</sup> → megajoules por metro cúbico    mg/m<sup>3</sup> → miligramos por metro cúbico  
 ppm → partes por millón    % Vol → por ciento en volumen  
 l/m<sup>3</sup> → litros por metro cúbico    K → Kelvin  
 kPa → kilopascal

Tabla 4. Especificaciones del Gas Natural

Los principales yacimientos en México al 1 de enero de 1997, el 57.1% del total de las reservas correspondieron a la región norte; la región sur se ubicó como la segunda en importancia, pues sus niveles representan 25.4% del total nacional. No obstante, esta zona ha reducido anualmente sus reservas en 5.7% durante todo el periodo. Las regiones marinas aportaron el restante 17.5%.

Una de las primeras aplicaciones del gas natural ha sido en la producción de vapor, sustituyendo o complementando, en instalaciones mixtas, la acción de los combustibles sólidos y líquidos.

Dentro de las ventajas de seguridad están:

El gas natural tiene un rango de inflamabilidad muy limitado, en concentraciones en el aire por debajo del 4 por ciento y por arriba de aproximadamente el 14 por ciento no se encenderá el gas natural. Además la temperatura de ignición alta y el rango de inflamabilidad limitado reducen la posibilidad de un incendio o explosión accidental

Debido a que el gas natural no tiene un olor propio, se agregan odorantes químicos (mercaptano) para que pueda detectarse en caso de fuga.

Algunas tuberías, sobre todo las que no tengan cierta flexibilidad, podrían fracturarse, sin embargo, cerrando las válvulas y el suministro de gas, pueden iniciarse las labores de reparación y rescate casi inmediatamente debido a que, al ser más ligero que el aire se disipa rápidamente en la atmósfera.

Considerando las propiedades físico-químicas del gas natural, las ventajas más importantes en cuanto a su uso son las siguientes:

1. Es un combustible relativamente barato.
2. Presenta una combustión completa y limpia, la cual prácticamente no emite bióxido de azufre.
3. Seguridad en la operación, debido a que en caso de fugas, al ser más ligero que el aire, se disipa rápidamente en la atmósfera. Únicamente, se requiere buena ventilación.
4. Promueve una mayor eficiencia térmica en plantas de ciclo combinado para generación de electricidad.

La combustión del gas natural prácticamente no genera emisiones de bióxido de azufre, el cual causa la lluvia ácida o partículas que son carcinogénicas. Asimismo, el gas natural emite cantidades mucho menores de monóxido de carbono, hidrocarburos reactivos, óxidos de nitrógeno y bióxido de carbono, que otros combustibles fósiles.

Una manera en la que el gas natural puede contribuir significativamente al mejoramiento de la calidad del aire es en el transporte. Por ejemplo, los vehículos que funcionan con gas natural pueden reducir las emisiones de monóxido de carbono e hidrocarburos reactivos hasta en un 90 por ciento, en comparación con los vehículos que utilizan gasolina.

Otra manera de mejorar el medio ambiente es usar más gas natural para la generación de electricidad reemplazando al carbón o petróleo. Nuevas tecnologías de gas natural, como sistemas de ciclo combinado de alta eficiencia, aumentan el rendimiento de la energía y simultáneamente reducen la contaminación.

### *Carbón*

Es una sustancia que resulta de la destilación o de la combustión incompleta de la leña o de otros cuerpos orgánicos, se emplea como energético en las centrales carboeléctricas, este tipo de centrales, como su nombre lo indica, utilizan como energético primario el carbón de bajo contenido de azufre. En el sentido práctico, el carbón y sus residuos de combustión, requieren de una alta tecnología para su buen manejo y de instalaciones especiales para abatir la contaminación. El desarrollo carboeléctrico se encuentra localizado en el estado de Coahuila y corresponde a las centrales de J. L. Portillo (Río Escondido) con 1,200 MW y Carbón II con 1,400 MW en operación.

### *Nuclear (Fusión y Fisión)*

Existen dos procesos que liberan gran cantidad de energía nuclear: la fusión y la fisión; cuando dos núcleos de átomos livianos se acercan lo suficiente, se funden formando un núcleo más pesado generando energía.

Esta fusión nuclear ocurre solamente a presión y temperatura elevadísimas. Para utilizar esta energía es necesario controlar el proceso, cosa que hasta hoy no se ha logrado. La fusión nuclear controlada es para muchos la gran esperanza para solucionar el problema energético mundial.

Otro proceso que produce energía nuclear, se da al romperse un núcleo pesado como el uranio en dos o más fragmentos al ser impactados por un neutrón.

La masa final de los fragmentos producidos en esa fisión nuclear es menor que la masa inicial del uranio y del neutrón y de acuerdo con la teoría de equivalencia entre masa y energía de Einstein, es esa diferencia de masa lo que se transforma en energía. La fisión nuclear es el principio de las llamadas "bombas atómicas".

Cuando esta energía se logra controlar; es el proceso que hace funcionar los reactores nucleares para la producción de energía eléctrica. Uno solo de los elementos combustibles de un reactor nuclear, que es una cápsula del tamaño de un dedal, produce tanta energía como 640 litros de petróleo.

El combustible que usan los reactores de Laguna Verde es uranio enriquecido constituido por el 97% de uranio 238 y 3% de uranio 235. El combustible de un reactor lo forman cápsulas de óxido de uranio dentro de tubos de 4 metros de largo. Una carga de 100 toneladas de óxido de uranio es suficiente para un año de generación eléctrica.

## II.2 Perfil de demanda por país y región

Para la estimación del consumo potencial de gas natural, es necesario plantear algunos supuestos que conduzcan a una buena aproximación de la demanda que podría registrarse en la región.

### a) Ruta del gasoducto

La trayectoria del gasoducto estará determinada por la ubicación de los centros de producción y los grandes centros de consumo, así como por las condiciones geográficas entre dichos nodos.

### *Centros de producción*

La producción de gas natural proviene de tres regiones del país: La Región Norte, que comprende la frontera e incluye a Poza Rica, Ver. y la Cuenca del Papaloapan; la Región Sur integrada por Villahermosa, Comalcalco y Cd. Pemex Tabasco; Agua Dulce y el Plan Veracruz y Nanchital en Chiapas; y la Región Marina que está localizada en el Golfo de México frente a Campeche. Entre los centros con que cuenta la producción nacional de gas tenemos: Cactus, Nuevo Pemex, Ciudad Pemex, La Venta, Matapionche, Pajaritos, Cangrejera, Poza Rica y



Reynosa. Para efectos del proyecto se ha considerado principalmente Ciudad Pemex, en el Estado de Tabasco, México, al noroeste del departamento de Petén, Guatemala, que es el nodo de inyección gasífera más cercano a la frontera con Guatemala. En dicha ciudad se realiza también el proceso de separación de una porción importante del gas asociado producido en la sonda de Campeche. Cualquier suposición sobre el suministro a partir de otro nodo de inyección en territorio mexicano implicaría aumentar la longitud del gasoducto.

#### *Centros de consumo*

Los mayores consumos potenciales se presentarían en las plantas de generación termoeléctrica (actuales y futuras) y en la industria manufacturera. En su mayoría, estas plantas de generación están ubicadas en zonas litorales cercanas a los puertos principales, mientras que en las zonas industriales se ubican en áreas aledañas a las ciudades capitales. Únicamente se diferencia el caso de Honduras, cuyo principal polo de desarrollo industrial se encuentra en San Pedro Sula, cercano a Puerto Cortés (zona atlántica y al noroeste del país).

#### *b) Precios del gas natural*

La sustitución de los combustibles utilizados en la actualidad por gas natural sólo será posible en la medida que ello implique una ventaja económica derivada de menores costos de operación. En el caso de nuevas instalaciones, las mayores eficiencias y menores emisiones de contaminantes son ventajas que posibilitarían la utilización del gas natural, aun cuando el precio por caloría útil fuese ligeramente superior al de los otros hidrocarburos. Para el caso de conversión de instalaciones existentes, las economías obtenidas por el uso del gas deben compensar las inversiones requeridas para dicha conversión.

El tema de precios se analizará posteriormente, en la evaluación económica del gasoducto. Para los fines de esta sección, señalamos que el gasoducto ofrecerá el gas natural a precios competitivos en los seis países del Istmo Centroamericano, de forma que ello posibilitaría parcialmente la conversión de las instalaciones actuales y el diseño de una parte del parque futuro sobre la base del gas natural. Esta suposición permite estimar la demanda potencial de dicho energético en cada país de la región. Como el gas es un energético que compite con otros combustibles en todos sus posibles usos, la determinación de la demanda a largo plazo debe considerar diferentes variables, como ingresos, elasticidad consumo-precio y elasticidades cruzadas (con los otros energéticos).

### c) Usuarios potenciales de gas natural

Por su magnitud y concentración, el sector industrial es el más atractivo para la posible sustitución de energéticos que actualmente consume, por gas natural, particularmente en los casos de las industrias eléctrica y manufacturera. En niveles menores, se puede identificar a usuarios potenciales en los sectores comercial y de servicios (hospitales, hoteles, restaurantes y lavanderías), así como en algunas zonas residenciales.

#### La industria eléctrica

A partir de la presente década, en cinco de los seis países de la región se ha venido observando una clara tendencia a una mayor e intensiva utilización de la generación termoeléctrica, con lo cual la componente de combustibles destinada a la industria eléctrica ha venido presentando un alto crecimiento. Este comportamiento ha quedado determinado por las dificultades que han atravesado las empresas públicas de electricidad para obtener financiamiento para la construcción de centrales hidroeléctricas de capacidades altas y medianas. Para el futuro, en una primera etapa, el gas natural reemplazaría directamente los combustibles derivados del petróleo (búnker y diesel), mientras que, en el mediano plazo, sería también un energético sustituto del carbón, alternativa que se encuentra considerada dentro de los planes de equipamiento de algunos países.

País	Ubicación de centrales eléctricas	Ubicación de zonas industriales
Guatemala	Actuales: Amatitlán, Escuintla y Puerto Quetzal (en la zona del Pacífico). Futuros: Puerto Barrios (en la zona del Atlántico) y Champerico (en la zona del Pacífico)	Ciudad Guatemala y áreas circunvecinas
Honduras	Actuales: Puerto Cortés y La Ceiba (en la zona del Atlántico) Futuros: Pavana (cercano a la costa del Golfo de Fonseca).	San Pedro Sula y áreas circunvecinas
El Salvador	Actuales: Acajutla (en la zona del Pacífico), Nejapa, Soyapango y San Miguel; Futuros: Acajutla, Toluca (La Libertad), San Juan del gozo (Usulután), y Cutuco y Península El Chiquirín (en la Unión).	San Salvador y áreas circunvecinas
Nicaragua	Actuales: Puerto Sandino (en la zona del Pacífico) y Managua; Futuros: Tiscuco (Puerto Sandino) y Corinto (ambos en la zona del Pacífico), Tipitapa, Managua y Granada.	León y Managua
Costa Rica	Actuales: Moín (en la zona del Atlántico); Futuros: Puntarenas (en la zona del Pacífico).	San José, Alajuela, Heredia y Cartago
Panamá	Actuales: Bahía de las Minas (en la zona del Atlántico) y Ciudad Panamá (en la zona del Pacífico); Futuras: los mismos.	Corredor Panamá-Colón

Tabla 5. Istmo Centroamericano. Ubicación de los Potenciales Nodos de Consumo de Gas Natural.

### *La industria manufacturera*

Se identificaron como los usuarios potenciales más importantes de la industria aquellos con uso intensivo de vapor y calor térmico, principalmente en los procesos de alimentos, bebidas, papel, fertilizantes, químicos, vidrio y, en menor escala, también en algunas industrias artesanales, como las ladrilleras. Por sus características especiales no fue considerada la industria cementera. En su mayor parte, el gas natural sería un sustituto del búnker y, en menor medida, del GLP.

### *El sector comercial y de servicios*

El gas natural podría ser un energético sustituto del diesel y el GLP en comercios e instituciones de servicio. Sin embargo, por falta de información, sólo se ha incluido una estimación para considerar la demanda potencial de los grandes consumidores en estos dos sectores (algunos hoteles y hospitales), particularmente en la sustitución del GLP.

### *Sector residencial*

Este sector de consumo no fue contabilizado en la estimación de la demanda, por diversas razones. El clima que se registra en la región no requiere de combustibles para calefacción. De igual forma, es menor el uso que se registra para calentamiento de agua; solamente un número muy reducido de la población utiliza calentadores con depósito de agua (tipo "boiler"), que operan a base de GLP o electricidad. Ante esa consideración, el único uso importante que restaría es el de la cocción de alimentos, lo cual representa en promedio un bajo consumo.

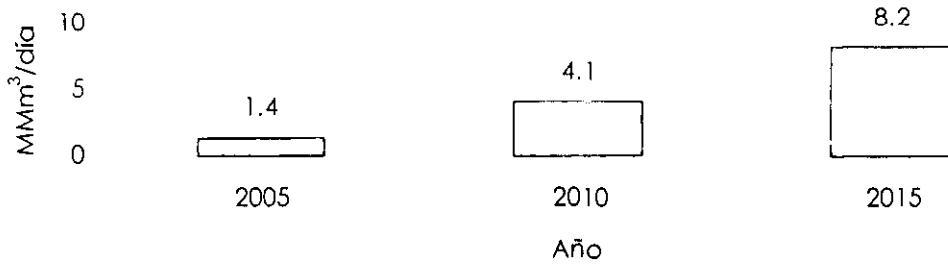
A continuación se presenta para cada país un resumen de los consumos potenciales de gas natural para generación eléctrica:

### *Guatemala*

En este país se presenta la mayor demanda de gas, pero debe mencionarse que alcanza su nivel hegemónico hasta el año 2011, precisamente como resultado del programa de equipamiento exclusivamente termoeléctrico que tendrá a partir del año 2006. Un resumen de la demanda de gas natural del país se presenta en la Tabla 6.

Año	Millones de m <sup>3</sup>	Miles de MMBtu	Millones de m <sup>3</sup> por día
2005	392	13,153	1.4
2010	1,153	38,697	4.1
2015	2,306	77,409	8.2

Tabla 6. Resumen de la Demanda Potencial de Gas Natural en Guatemala.



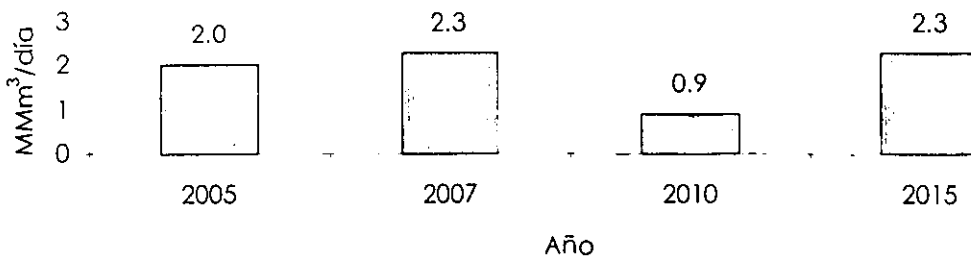
Gráfica 1. Demanda Potencial de Gas Natural en Guatemala.

Honduras

Hasta el año 2007 presenta una tendencia creciente de consumo de hidrocarburos, que se reduce a partir de ese año, en virtud de la entrada del proyecto hidroeléctrico Patuca. Un resumen de la demanda de gas natural del país se presenta en la Tabla 7.

Año	Millones de m <sup>3</sup>	Miles de MMBtu	Millones de m <sup>3</sup> por día
2005	555	18,620	2.0
2007	649	21,778	2.3
2010	256	8,605	0.9
2015	636	21,354	2.3

Tabla 7. Resumen de la Demanda Potencial de Gas Natural en Honduras.



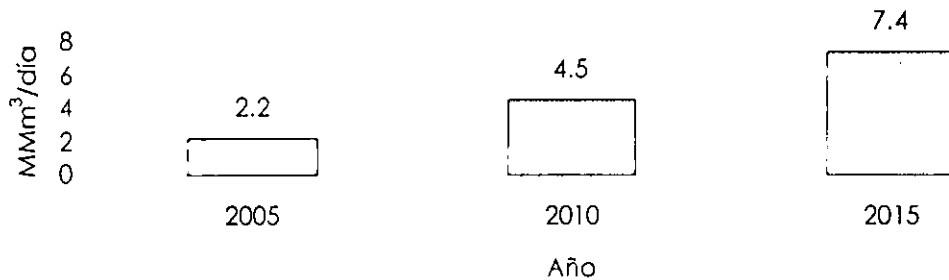
Gráfica 2. Demanda Potencial de Gas Natural en Honduras.

El Salvador

Presenta una tendencia creciente de consumo de gas natural mayor que la de Guatemala, hasta el año 2010 inclusive, lo cual es congruente con el equipamiento termoeléctrico de este país. Un resumen de la demanda de gas natural se muestra a continuación.

Año	Millones de m <sup>3</sup>	Miles de MMBtu	Millones de m <sup>3</sup> por día
2005	630	21,150	2.2
2010	1,274	42,757	4.5
2015	2,080	69,817	7.4

Tabla 8. Resumen de la Demanda Potencial de Gas Natural en El Salvador.



Gráfica 3. Demanda Potencial de Gas Natural en El Salvador.

Nicaragua

Durante los primeros años este país presenta consumos semejantes a los de Guatemala y El Salvador. En virtud de ser un sistema más pequeño, y por las adiciones hidroeléctricas y geotérmicas contempladas en el programa de crecimiento, la tasa de crecimiento del gas natural es menor que la de los dos países mencionados. Un resumen de la demanda de gas natural del país se presenta en la Tabla 9.

Año	Millones de m <sup>3</sup>	Miles de MMBtu	Millones de m <sup>3</sup> por día
2005	333	11,188	1.2
2010	478	16,028	1.7
2015	648	21,740	2.3

Tabla 9. Resumen de la Demanda Potencial de Gas Natural en Nicaragua.



Gráfica 4. Demanda Potencial de Gas Natural en Nicaragua.

Costa Rica

Presenta un consumo substancialmente menor que el del resto de América Central, en virtud de que su equipamiento termoeléctrico es más reducido y, en gran medida, complementario a sus desarrollos hidroeléctricos. Los requerimientos de energía termoeléctrica firme en este país son muy inferiores a las de sus vecinos. Un resumen de la demanda de gas natural del país se presenta en la Tabla 10.

Año	Millones de m³	Miles de MMBtu	Millones de m³ por día
2005	233	7,187	0.8
2010	195	6,532	0.7
2015	506	16,973	1.8

Tabla 10. Resumen de la Demanda Potencial de Gas Natural en Costa Rica.

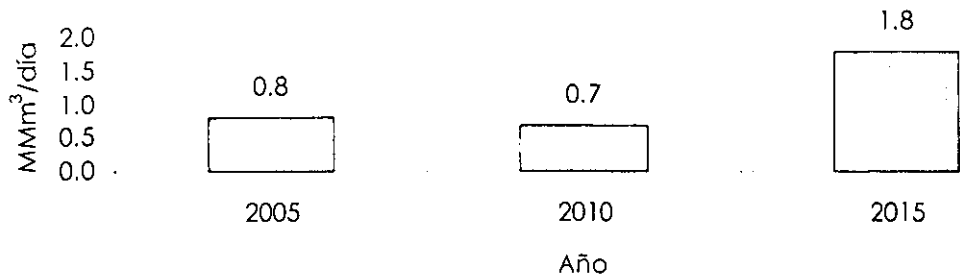


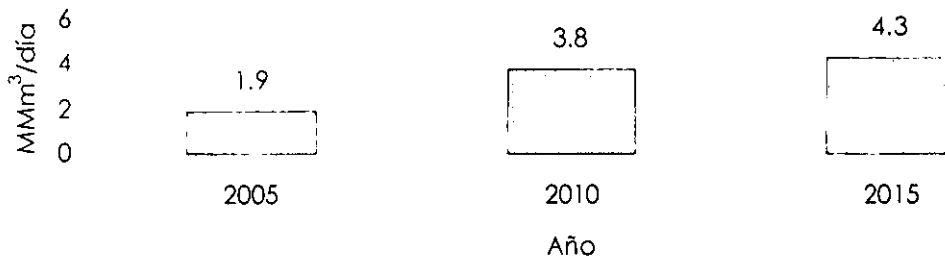
Gráfico 5 Demanda Potencial de Gas Natural en Costa Rica.

## Panamá

Constituye el tercer gran consumidor de gas natural, también con una tendencia creciente en su patrón de consumo. Un resumen de la demanda de gas natural del país se muestra en la Tabla 11.

Año	Millones de m <sup>3</sup>	Miles de MMBtu	Millones de m <sup>3</sup> por día
2005	539	18,088	1.9
2010	1,061	35,586	3.8
2015	1,219	40,909	4.3

Tabla 11. Resumen de la Demanda Potencial de Gas Natural en Panamá.



Gráfica 6. Demanda Potencial de Gas Natural en Panamá.

## Demanda Potencial Total del Istmo Centroamericano

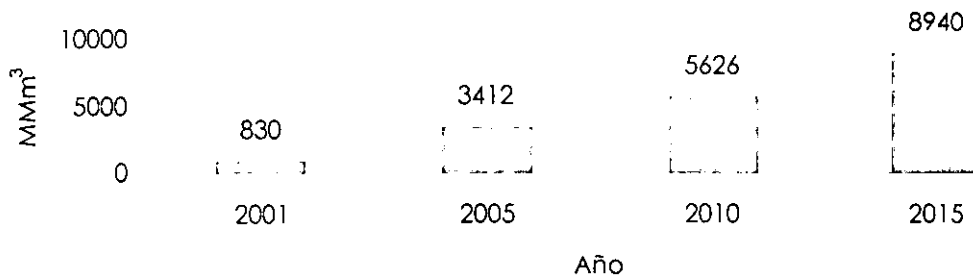
Al integrar los resultados obtenidos para la industria eléctrica y la industria manufacturera, se obtiene la estimación del consumo potencial de gas natural de los países de la región. De esta forma, el consumo de gas natural pasaría de 830 millones de metros cúbicos en el año 2001, a 8,940 millones de metros cúbicos en el año 2015 (como se indica en la Tabla 12).

Las previsiones también indican que en el año 2010 la industria representaría aproximadamente 22% de la demanda potencial total de gas natural, mientras que el subsector eléctrico el 78% restante. Estas proporciones se presentarían, tanto para el conjunto de los seis países como para cada una de las dos subregiones, conformadas por los tres países ubicados al norte (Guatemala, Honduras y El Salvador) y los tres países del sur. En el año 2015 la

participación de la industria se reduciría a 17%, debido al mayor crecimiento del mercado para la generación de electricidad.

	2001	2005	2010	2015
Istmo	830	3,412	5,626	8,940
Electricidad	713	2,682	4,415	7,394
Industria	117	730	1,211	1,546
Guatemala	262	795	1,668	2,963
Electricidad	159	392	1,153	2,306
Industria	103	403	515	657
Honduras	568	612	329	729
Electricidad	554	555	256	636
Industria	14	57	73	93
El Salvador		761	1,498	2,366
Electricidad	0	630	1,274	2,080
Industria		131	224	286
Nicaragua		372	568	763
Electricidad	0	333	478	648
Industria		39	90	115
Costa Rica		305	417	790
Electricidad	0	233	195	506
Industria		72	222	284
Panamá		567	1,147	1,130
Electricidad	0	539	1,060	1,219
Industria		28	87	111

Tabla 12. Demanda Potencial de Gas Natural en el Istmo Centroamericano (millones de m<sup>3</sup>)



Gráfica 7. Demanda Potencial de Gas Natural en el Istmo Centroamericano.



## II.3 Principales consumidores y alternativas de suministro

Como se ha señalado anteriormente, la oferta de gas natural para abastecer al Istmo Centroamericano provendría de los yacimientos localizados en el sureste de México, tanto en tierra como costas afuera. El abastecimiento a partir del mercado estadounidense no es posible físicamente, porque los flujos en el principal sistema troncal de Pemex van de sur a norte. De ahí la importancia de analizar las potencialidades de oferta de gas natural de México.

La exploración y el desarrollo del gas natural en México aparecen históricamente determinados por las necesidades de producción de petróleo crudo. Esa preferencia se explica fundamentalmente por tres razones: 1, los proyectos de extracción de petróleo han sido más rentables; 2, el monto de las inversiones para expandir las redes de distribución de gas ha sido y continua siendo muy elevado y; 3, la política de autarquía<sup>4</sup> energética limitó por muchos años la posibilidad de recurrir a mercados externos.

### a) Reservas y producción

Estimadas a comienzos de 1997, las reservas probadas se elevan a 1,810 Giga metros cúbicos (Gm<sup>3</sup>), lo que equivale a 9,422 millones de barriles de petróleo, y contribuyen con el 15.5% a las reservas en hidrocarburos del país. Las reservas probables y posibles se estiman en 5,098 Gm<sup>3</sup>. El 57.1% de las reservas probadas se localiza en la región norte, el 25.4% en la región sureste y el 17.5% en la región marina (la producción de hidrocarburos se localiza en los estados aledaños al Golfo de México. La Zona Marina comprende la plataforma continental frente a la costa del estado de Campeche, la Zona Sur a los estados de Tabasco y Chiapas, y la Zona Norte a los estados de Veracruz y Tamaulipas).

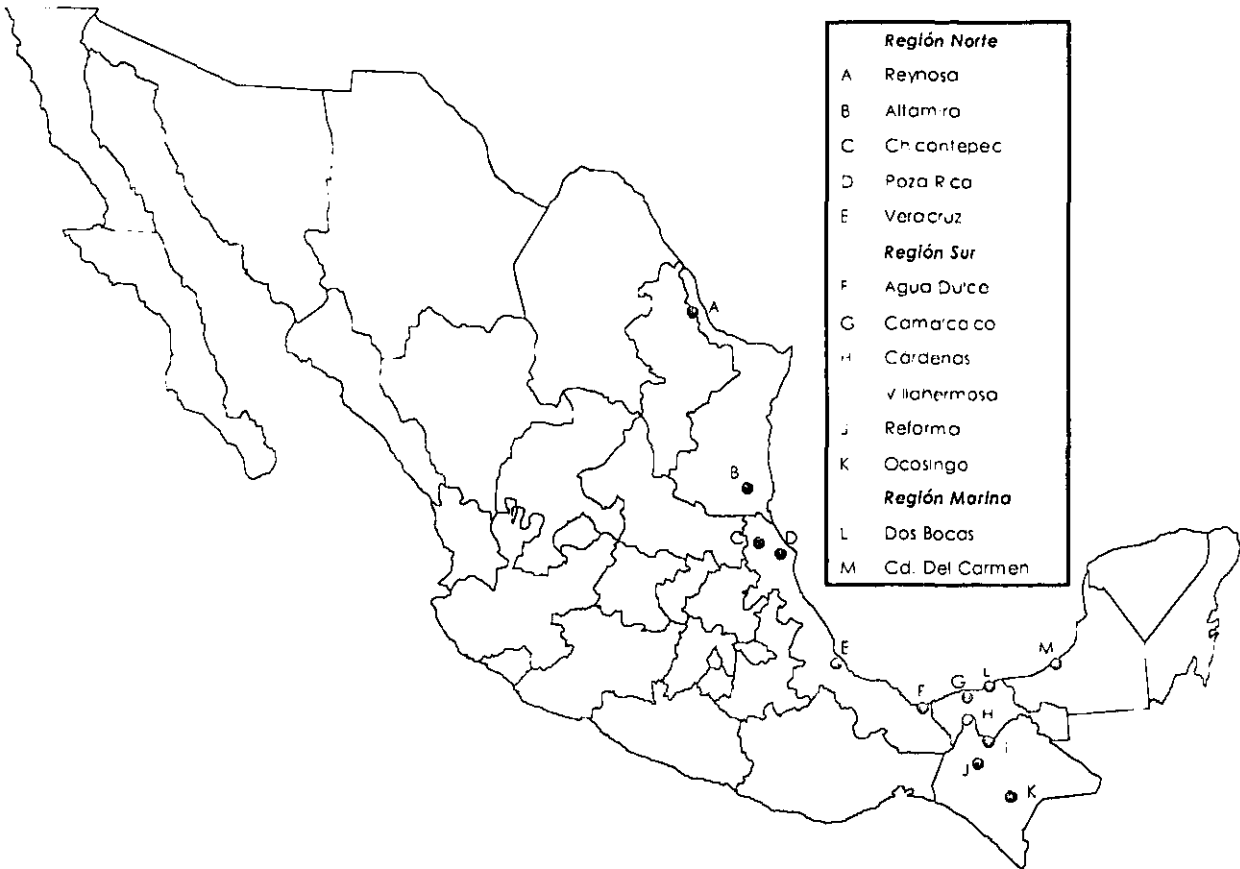
Al ritmo de producción actual, la vida media de las reservas es de 41.7 años; sin embargo, se estiman en 22.3 años en la región sur y en 19.6 años en la región marina. En la zona norte, donde se localizan los principales yacimientos de gas no asociado, la relación reservas/producción es de 155 años, lo que refleja una tasa de producción demasiado baja. Esa situación se explica por razones económicas: la rentabilidad de la

---

<sup>4</sup> Autarquía: Política de un estado que pretende bastarse con sus propios recursos, evitando, en lo posible, las importaciones de otros países.

producción en el norte es muy baja, comparada con la del sureste, lo que ha incitado a Pemex a concentrar su atención y esfuerzo en esta última zona.

En 1996 la producción total ascendió a 43.4 Gm<sup>3</sup>. El "gas asociado" contribuyó con un 82.9% y el gas "no asociado" con el restante 17.1%. Eso significa que la inmensa mayoría de la producción y reservas de gas natural en México está asociada a la extracción de petróleo crudo.



Mapa 2. Reservas de gas.

En vista de las características naturales de los yacimientos mexicanos, la producción está conformada, en su mayor parte (82.4%), por "gas amargo", es decir, gas con alto contenido de azufre, el cual debe ser tratado en plantas endulzadoras para eliminar dicho componente; el "gas dulce" representa sólo el 15.8% del total extraído. Asimismo, como el gas natural se extrae mayoritariamente de yacimientos de petróleo crudo, se trata por regla general de "gas húmedo", es decir, un gas que contiene

líquidos en estado de saturación, recuperables por medio de diferentes procesos. Cabe señalar que algunos yacimientos de gas no asociado también producen gas húmedo.

#### b) Infraestructura e interconexiones

El gas amargo se envía a 17 plantas endulzadoras y a 13 plantas criogénicas, agrupadas en 10 centros de producción, cuyas capacidades totalizaron 38.9 Gm<sup>3</sup> y 36.0 Gm<sup>3</sup>, respectivamente en 1996. La capacidad de las unidades de absorción en las plantas recuperadoras de licuables es de 13.4 Gm<sup>3</sup>; por su parte, la capacidad de fraccionamiento de líquidos es de 5.0 Gm<sup>3</sup>. En 1996, a la salida de las plantas de tratamiento se obtuvieron 27.8 Gm<sup>3</sup> de gas seco, 332 Mbd de líquidos de gas, 187 Mbd de gas licuado y 761,000 toneladas de azufre.

El gas seco se inyecta a una extensa red de gasoductos de transporte, se extiende a lo largo de la costa del Golfo de México, conectando las principales zonas consumidoras, el centro y el noreste del país, con las zonas productoras del sureste (véase figura 4 en el capítulo I). Globalmente, la red tiene una capacidad excedentaria, por lo que es posible efectuar interconexiones sin necesidad de ampliar la red principal. Por lo mismo, se utilizan los ductos para satisfacer las necesidades de almacenamiento del sistema.

#### c) Equilibrio oferta - demanda

Tomando en cuenta las importaciones (0.9 Gm<sup>3</sup>) y las exportaciones (0.4 Gm<sup>3</sup>), así como el gas enviado a la atmósfera, el gas destinado al empaque de ductos, las pérdidas por condensación y el autoconsumo de Pemex Exploración y Producción, resulta que la oferta interna bruta de gas natural se elevó en 1996 a 32.5 Gm<sup>3</sup>, equivalentes al 75% de la producción primaria. La reducción por extracción de licuables, las pérdidas y las diferencias estadísticas, transforman la oferta interna bruta de gas natural en oferta neta de gas seco, la cual alcanza 26.4 Gm<sup>3</sup>. El 25% de ese volumen, equivalente a 6.7 Gm<sup>3</sup>, es absorbido directamente por Pemex Petroquímica para ser utilizado principalmente en forma de materia prima; los 19.7 Gm<sup>3</sup> restantes se destinan al consumo final energético, repartidos de la forma siguiente: tres subsidiarias de Pemex - PGPB, Refinación y Corporativo-, acaparan para su autoconsumo el 19%, la industria el 50.2%, la generación de electricidad el 25.8% y el sector residencial restante el 4.9%.

## d) Perspectivas a corto y mediano plazos

Algunas estimaciones de la Secretaría de Energía vertidas en el documento *Prospectiva del mercado de gas natural 1997-2006* prevén que el mercado nacional de ese energético alcanzará, en un escenario base, los 69.7 Gm<sup>3</sup> en el año 2006. Ello significa un crecimiento promedio anual de 11.2% entre 1997 y el 2006, cifra significativamente superior al 0.9% anual observado de 1991 a 1996. En el escenario alternativo, que supone un entorno internacional menos favorable y un menor dinamismo económico, la demanda aumenta a un ritmo más lento (9.7%), para llegar a 61.3 Gm<sup>3</sup> al final del periodo de proyección. En ambos escenarios la producción interna crece 6.9% en promedio anual (véase Tabla 13).

Dentro de los sectores consumidores, el sector eléctrico es el más dinámico, con tasas de crecimiento tan altas como 20.6% y 17.7% anual, según el escenario. Al final del periodo de proyección la demanda de gas natural para producir energía eléctrica representará entre 40.3 y 36.6% del consumo nacional de ese energético. De hecho, el sector eléctrico será el responsable de un poco más del 50% del incremento de la demanda de gas entre 1996 y 2006.

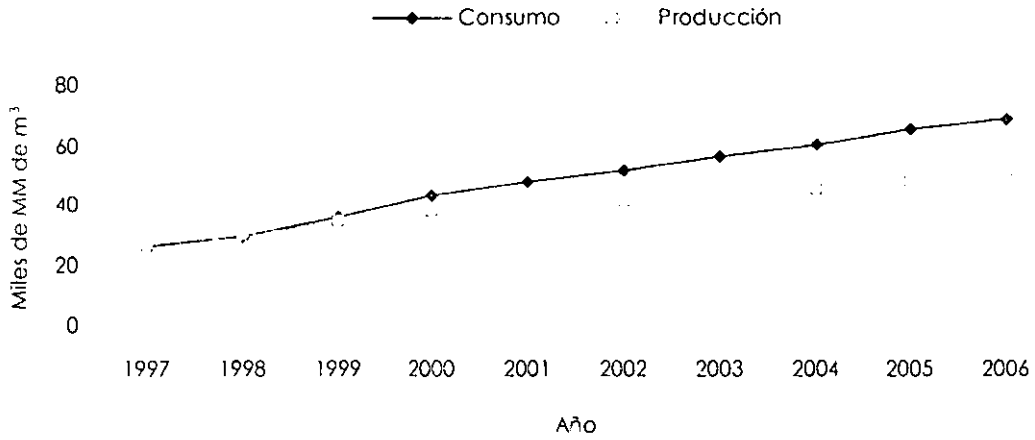
De acuerdo con el documento citado, el mayor consumo de la CFE provendrá, tanto de la reconversión de algunas centrales para que consuman gas natural (4,510 MW), como de las nuevas capacidades de producción con tecnología de ciclo combinado (9,024 MW de un total de 9,929 MW que se instalarán en ese periodo).

Año	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	1997-2006
<b>OFERTA Y DEMANDA</b>											
<i>Escenario base</i>											
Demanda neta	26.8	30.1	36.7	44.2	48.8	52.3	56.9	61.3	66.0	69.7	11.2%
Producción neta	27.1	30.6	35.6	38.4	40.2	42.0	43.8	46.0	48.8	49.5	6.9%
Importaciones (1)	-0.3	-0.5	1.1	5.7	8.6	10.3	13.0	15.3	17.2	20.2	23.4%
Importaciones por logística (2)	1.0	1.5	3.1	4.7	6.3	6.4	7.8	8.8	10.4	11.4	31.2%
Otras importaciones (3)	-1.3	-2.0	-1.9	1.0	2.3	3.9	5.2	6.5	6.8	8.8	43.3%
Tasa de dependencia (%) (4)	-1.1	-1.6	3.1	13.0	17.6	19.7	22.9	25.0	26.0	29.0	14.3%
<i>Escenario alternativo</i>											
Demanda neta	26.8	30.1	36.7	44.2	47.4	49.2	52.4	55.7	59.2	61.6	9.7%
Producción neta	27.1	30.6	25.6	38.4	40.2	42.0	43.8	46.0	48.8	49.5	6.9
Importaciones (1)	-0.3	0.5	1.1	5.7	7.2	7.2	8.6	9.7	10.4	12.2	13.4
Importaciones por logística (2)	1.0	1.5	3.1	4.7	6.3	6.4	7.8	8.8	10.4	11.4	31.2
Otras importaciones (3)	-1.3	-2.0	-1.9	1.0	0.9	0.8	0.8	0.9	-0.1	0.8	-4.7
Tasa de dependencia (%) (4)	-1.1	-1.6	3.1	13.0	15.1	14.5	16.4	17.4	17.5	19.7	7.2
<b>CONSUMO POR SECTORES</b>											
<i>Escenario base</i>											
Consumo Total	26.8	30.1	36.7	44.2	48.8	52.3	56.9	61.3	66.0	69.7	11.2%
Eléctrico	5.2	6.0	10.9	15.6	17.7	18.5	21.1	23.5	26.4	28.1	20.6%
Petrolero	4.2	5.8	6.4	7.5	9.0	9.3	9.5	9.8	10.0	10.0	10.3%
Industrial (5)	16.5	17.4	18.3	19.8	20.6	22.5	23.5	24.2	24.8	25.8	5.1%
Residencial y comercial	1.0	1.0	1.0	1.1	1.2	1.5	2.1	2.8	3.5	4.1	17.5%
Transporte vehicular	0.0	0.0	0.1	0.2	0.4	0.6	0.8	1.0	1.2	1.7	
<i>Escenario alternativo</i>											
Consumo total	26.8	30.1	36.7	44.2	47.4	49.2	52.4	55.7	59.2	61.7	9.7%
Eléctrico	5.2	6.0	10.9	15.6	16.8	16.6	18.3	19.9	21.9	22.6	17.7%
Petrolero	4.2	5.8	6.4	7.5	9.0	9.3	9.5	9.8	10.0	10.0	10.3%
Industrial (5)	16.5	17.4	18.3	19.8	20.0	21.2	21.8	22.3	22.6	23.2	3.9%
Residencial y comercial	1.0	1.0	1.0	1.1	1.2	1.5	2.1	2.8	3.5	4.1	17.5%
Transporte vehicular	0.0	0.0	0.1	0.2	0.4	0.6	0.8	1.0	1.2	1.7	

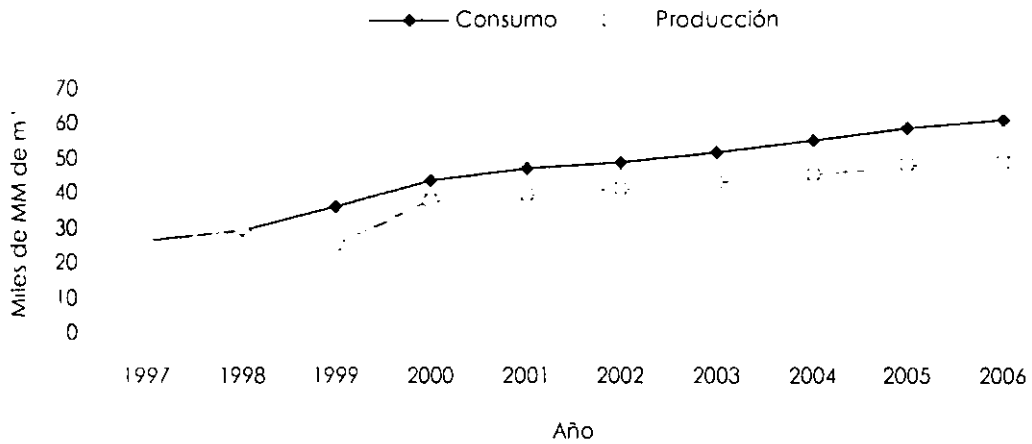
Notas: Cifras en miles de millones de m<sup>3</sup>.

1. Importaciones = demanda - producción; tasa de crecimiento calculada del 2000 al 2006.
2. Importaciones logísticas: importaciones de zonas no conectadas a la red nacional de transporte (Baja California y Sonora, y de zonas conectadas a dicha red pero donde las importaciones son más competitivas (Chihuahua y zonas fronterizas de Tamaulipas).
3. Otras importaciones: demanda - producción - importaciones por logística; tasa de crecimiento calculada del 2000 al 2006.
4. Tasa de dependencia energética = importaciones/demanda; tasa de crecimiento calculada del 2000 al 2006.
5. Incluye el consumo de las empresas filiales de Pemex Petroquímica.

Tabla 13. Evolución del Balance del Gas Natural en México de 1997 al 2006.



Gráfica 8. Oferta y demanda en un escenario base.



Gráfica 9. Oferta y demanda en un escenario alternativo.

Analizando el comportamiento de la oferta y la demanda en las dos gráficas anteriores es posible mencionar que México podría convertirse en un importador neto de gas natural ya que la producción nacional no será suficiente para satisfacer el consumo como está proyectado para los dos escenarios hacia el año 2006.

## e) Proyectos para incrementar la oferta

Cantarell es uno de los complejos de hidrocarburos más importantes del mundo; se compone de cuatro campos petroleros adyacentes: Akal, Chac, Kutz y Nohoch. Los hidrocarburos *in situ* se estiman en 35,020 MMb de crudo y 478 Gm<sup>3</sup> de gas a boca de pozo. Hasta ahora sólo se han extraído 6.0.15 MMb de crudo y 73.6 Gm<sup>3</sup> de gas, es decir 17.2% y 15.4% del volumen original en el subsuelo. Las reservas probadas al principio de 1997 ascendieron a 11,124 MMb de crudo, 760 Mmbep de condensados y líquidos de gas y 161.4 Gm<sup>3</sup> de gas a boca de pozo. En términos de gas seco las reservas ascienden a 79.3 Gm<sup>3</sup>, de las cuales el 83.9% prevendría directamente de los yacimientos y el restante 16.1% del tratamiento de las reservas de crudo. El yacimiento supergigante Akal contribuye con el 90% de la producción y las reservas del complejo.

México posee cuatro cuencas gasíferas en explotación que producen gas natural no asociado: Burgos en el noreste, Sabinas en el estado de Coahuila, Macuspana en el estado de Tabasco y Veracruz en el estado del mismo nombre, en los márgenes del río Papaloapan. Descubierta en 1945, Burgos es la más importante en superficie, reservas probadas, campos descubiertos (181), campos en explotación y pozos perforados; su producción actual y potencial es muy superior a la de las otras cuencas.

La explotación de la cuenca se inició en los años cincuenta y alcanzó su nivel máximo (6.2 Gm<sup>3</sup>) en 1970. A partir de entonces, la producción declinó paulatinamente hasta situarse en monos de 2.1 Gm<sup>3</sup> en 1993, ya que Pemex orientó su atención y recursos hacia el desarrollo de las enormes reservas de hidrocarburos que se habían descubierto en el sureste del país. Conviene mencionar que los proyectos de producción en Burgos son rentables a los precios vigentes del gas natural, pero su nivel de rentabilidad es mucho más bajo que el observado en el sureste del país.

Es necesario que la capacidad de producción se incremente por medio de la explotación de la cuenca de Burgos así como del mejor aprovechamiento del gas que se extrae actualmente y que se vende en los pozos.

A  
L  
T  
E  
R  
N  
A  
T  
I  
V  
A  
S  
D  
E  
T  
R  
A  
Z  
O



### III

#### Condiciones geográficas

Para el enlace del centro de producción con los centros de consumo, se han tomado en consideración especialmente la ubicación de la infraestructura vial y la topografía del terreno. Casi en la totalidad de la ruta el gasoducto va paralelo a carreteras o, en algunos casos, cercano a los derechos de vía de líneas de transmisión de electricidad de alto voltaje. La existencia de carreteras, aunque se trate de vías de tercer orden (de terracería o caminos vecinales), reduce los costos del proyecto y también aminora los impactos ambientales. Una topografía accidentada encarece los costos de construcción del proyecto y aumenta el tamaño de las estaciones de compresión. Afortunadamente, sólo en un pequeño trayecto de la ruta del proyecto (en el primer tramo, al cruzar la frontera México-Guatemala), se carece de caminos. Por su parte, la topografía es poco accidentada, y sólo en algunos tramos muestra pendientes apreciables: Gualán – Ciudad de Guatemala (en Guatemala), Gualán – Santa Ana (el cruce de Guatemala a El Salvador) y el ramal a San José (en Costa Rica). También se tuvo el cuidado de no cruzar ninguna zona o área protegida.

#### III.1 Alternativa Continental

El proyecto del gasoducto toma básicamente cinco opciones de construcción, bajo el criterio de construir un gasoducto troncal y ramales de alimentación hasta cada punto de destino, en función del estudio de proyección de la demanda potencial de gas natural realizado para cada uno de los países.

El esquema metodológico empleado tanto para la selección del trayecto como para el dimensionamiento del gasoducto se deriva de la metodología secuencial definida para la evaluación económica. Sobre la base del principio de la programación dinámica, dicha metodología divide el proyecto de gasoducto en cinco etapas, definiendo de esta forma cinco gasoductos posibles, que coinciden en la misma ruta, pero difieren en su longitud y puntos de alimentación a los que va llegando.

Estas etapas, denominadas "proyectos" a fin de homogeneizar la nomenclatura que se emplea de aquí en adelante, son las que se enuncian a continuación, en orden inverso:

Proyecto 5. Gasoducto desde Ciudad Pemex en México, hasta Ciudad de Guatemala y Puerto Quetzal en ese país, con derivaciones a los centros de consumo de Puerto Barrios y San Pedro Sula en Honduras.

Proyecto 4. Se refiere a la opción de construir un gasoducto troncal desde Ciudad Pemex, alimentando los mismo puntos que en el caso anterior y llegando a Ciudad Arce, en El Salvador, con derivación a la costa del Pacífico, para alimentar el consumo industrial y de generación eléctrica de Acajutla. De esta localidad se dimensionó una pequeña derivación que pudiera estar en condiciones de alimentar pequeños consumos en la Ciudad de San Salvador.

Proyecto 3. Este tercer proyecto continúa el anterior hasta Nicaragua, planteando una derivación para alimentar las instalaciones de generación eléctrica de Puerto Sandino, finalizando en Managua. Incluye un pequeño ramal de alimentación a la ciudad de Tegucigalpa, en Honduras.

Proyecto 2. Continuando con las opciones anteriores, este proyecto llega hasta San José de Costa Rica, como destino final de este gasoducto.

Proyecto 1. Corresponde al gasoducto troncal completo, desde Ciudad Pemex, en México, hasta la ciudad de Panamá, atravesando todos los países del Istmo, y con todas las derivaciones necesarias para alimentar los puntos de suministro definidos oportunamente en lo estudios de demanda. Este gasoducto presenta, en su fase troncal, una longitud total cercana a los 2,200 km.

A continuación se detalla la ruta común a todos los proyectos, hasta la extensión en que éstos hayan sido definidos.

#### *Gasoducto troncal*

Para el diseño de este trayecto se adoptaron los siguientes criterios básicos: 1, recorrer la distancia mínima entre dos puntos en función de la cartografía consultada; 2, evitar en la medida de lo posible las zonas de terreno dificultosas, sean terrenos bajos y pantanosos o formaciones montañosas de importante altura; 3, aprovechar al máximo la infraestructura existente a lo largo del recorrido, para el traslado de materiales y mano de obra, durante la construcción y posteriormente para las tareas de operación y mantenimiento. Se prestó

particular atención para hacer coincidir el trayecto del gasoducto, siempre que fuera ello posible y económicamente beneficiosos, con caminos y carreteras existentes.

El gasoducto troncal parte de Ciudad Pemex, en dirección sudeste, siguiendo la ruta de un gasoducto existente en terreno llano, a nivel del mar; cruza el río Tulijá y se aparta de éste a la altura de la carretera 186 próxima a la localidad de Bajadas Grandes, siguiendo en esa dirección hacia Estación Palenque.

En este tramo no se aprecian terrenos con mayores dificultades, atravesando zonas relativamente despejadas y llanas.

El gasoducto troncal sigue en la misma dirección, pasando al norte de la localidad de Palenque en terrenos de similares condiciones a los anteriormente citados, debiendo atravesar un curso de agua relativamente importante, el río Usumacinta, antes de pasar por la localidad de Tenosique, continuando luego en dirección a la frontera con la República de Guatemala, donde ingresa siguiendo en forma paralela, al sur, el curso del río San Pedro. La última localidad que se puede distinguir en territorio mexicano es Sueños de Oro, al sur de la ruta del gasoducto.

En todo tramo entre Tenosique y la frontera con Guatemala no se observa infraestructura cercana para el movimiento de materiales y personal durante la etapa de construcción, por lo que se prevé que será necesario abrir caminos, partiendo desde bases que podría ubicarse en la localidad de Emiliano Zapata, al norte de la ruta, y en Tenosique. Desde esta última localidad y hasta la frontera con Guatemala, en una distancia poco mayor a los 50 km, no se aprecia ninguna infraestructura disponible para la construcción de las obras. Los últimos 15 km de este tramo serían aparentemente de terrenos bajos y pantanosos, coincidentes con el cauce del río San Pedro.

El gasoducto troncal ingresa en territorio de Guatemala, ligeramente al norte del denominado Vértice El Ceibo, en terrenos que están a una altura no mayor a los 100 metros sobre el nivel del mar (msnm), siempre siguiendo la dirección sudeste. Bordea la Sierra La Pita, y a la altura de la localidad de Yalpina continúa siguiendo aproximadamente el trayecto de una carretera de dos vías transitable permanentemente; cruza entre la Laguna San Diego y la Laguna La Gloria hasta llegar a la localidad de La Libertad. Este tramo es de 107 km, por un terreno sin mayores dificultades para los trabajos de construcción de las obras.

Siguiendo la misma dirección sudeste, hacia la frontera con Belice cruzaría algunos cursos de agua de relativa importancia, entre los que destacan los ríos San Juan, Paxté y Machaquilá. Entre las localidades de Nueva Esperanza y Concoma, el gasoducto giraría hacia el sur, atravesando el arroyo Ixpasás y el río del Pañuelo Cante, pasando por la localidad de San Luis, luego por el vértice Gracias a Dios, limitrofe con Belice, a partir de donde, siempre en la misma dirección, el curso del gasoducto troncal coincidiría con una carretera pavimentada que comienza en las proximidades de la localidad de Chocchoc.

El gasoducto troncal cruzaría el lago de Izabal en su parte más estrecha, en los mismos puntos que la carretera anteriormente mencionada, y llegaría a la localidad de Amatillo, desde donde saldría dos derivaciones, una en dirección noreste hacia la localidad de Puerto Barrios y otra en dirección este, hacia la República de Honduras, ramal que alimentaría la demanda estimada en la localidad hondureña de San Pedro Sula.

La distancia recorrida por el gasoducto troncal desde la frontera entre Guatemala y México y la primera derivación en Amatillo, es de 295 km, en un terreno que aparentemente no presenta mayores dificultades, a alturas no superiores a los 300 msnm. Solamente se observan algunos cruces, aparentemente no muy difíciles, de cursos de agua, especialmente a partir de la ciudad de La Libertad. En este tramo se ha intentado hacer coincidir, en la medida de lo posible, la trayectoria del gasoducto con caminos existentes, de forma de minimizar el impacto ambiental en una región extremadamente delicada en este sentido.

A partir de Amatillo, el gasoducto troncal cambia de dirección hacia el sudoeste, dirigiéndose a la ciudad de Zacapa, a aproximadamente 96 km de Amatillo, recorriendo en forma paralela la ruta existente, en un terreno relativamente bajo, con alturas inferiores a los 300 msnm, y sin grandes dificultades topográficas. En la localidad de Zacapa se inserta una derivación importante, en dirección oeste y luego sudoeste hacia la ciudad de Guatemala y hasta Puerto Quetzal en la costa del Pacífico.

Los tramos anteriormente descritos definen el llamado Proyecto 5, que une Ciudad Pemex en México con Puerto Quetzal en Guatemala, alimentando a su paso la ciudad de Guatemala, llegando a través de una derivación, a las ciudades de Puerto Barrios y San Pedro Sula, en Honduras, donde se encuentran los principales puntos de demanda de gas natural para consumo industrial y para generación de energía eléctrica en ese país.

Desde Zacapa, el gasoducto troncal vuelve a cambiar de dirección hacia el sur, donde se encuentra la frontera con El Salvador, en terrenos que presentan mayor dificultad, aun cuando se ha evitado atravesar zonas relativamente elevadas (entre 600 y 900 msnm). El trayecto continúa por un valle o cañadón, siguiendo la ruta pavimentada, que pasando por Chiquimula llega a la localidad de Anguiatú, en la frontera con El Salvador (una distancia aproximada de 58 km). En este punto finaliza el recorrido del gasoducto troncal por territorio de Guatemala.

En el Salvador, el gasoducto sigue paralelo a la ruta que, desde la frontera con Guatemala, se dirige a la ciudad de San Salvador, bajando en dirección sur y atravesando las localidades de Metapán, Texistepeque, Santa Ana, Coatepeque y Ciudad Arce. La distancia recorrida en este tramo es de 70 km, por un terreno abrupto con mayor grado de dificultad que el que venía atravesando desde su inicio, a pesar de haber tratado de evitar zonas relativamente elevadas. Aproximadamente a 15 km al sur de Metapán el gasoducto cruza el río Desagüe, antes de su desembocadura en el Lago de Guija.

A la altura de Ciudad Arce sale una derivación en dirección sudoeste hacia el puerto de Acajutla en la costa del Océano Pacífico, donde se prevé la alimentación de importantes instalaciones de generación de energía eléctrica.

El gasoducto troncal continúa en dirección sudeste hacia la ciudad de San Salvador, paralelo a la Carretera Panamericana, a partir de la localidad de Colón en terreno sumamente difícil y abrupto, atravesando en algunos tramos alturas superiores a los 1,500 msnm. La ruta bordea el tejido urbano de San Salvador hasta la localidad de San Marcos.

Este tramo así definido desde Ciudad Pemex, constituye el denominado Proyecto 4. Este podría haberse limitado hasta Ciudad Arce y Acajutla, pero se consideró importante generar una alternativa de alimentación de gas natural a sectores esencialmente comerciales, en San Salvador. La distancia entre Ciudad Arce y San Salvador es cercana a los 33 km, es decir, no es significativa, aunque las inversiones son relativamente importantes dado el alto grado de dificultad del terreno que se está atravesando.

Desde el extremo sudeste de San Salvador, la ruta toma hacia el noreste, a efecto de rodear el lago de Ilopango y posteriormente hacer una semicircunferencia alrededor de este lago y continuar al este hacia la frontera con Honduras. La distancia por recorrer hasta la

frontera es de aproximadamente 168 km. El terreno que se atraviesa sigue siendo de alta dificultad, hasta llegar a las proximidades de la localidad de Apastepeque.

Más adelante, el grado de dificultad va disminuyendo, salvo algunos tramos donde vuelven a aparecer elevaciones y zonas volcánicas, especialmente antes del cruce del río Lempa y en las proximidades de la frontera con Honduras, cerca de las localidades de El Divisadero y Santa Rosa. La ruta del gasoducto llega a la frontera entre El Salvador y Honduras, atravesándola por el cruce del río Goascorán, previéndose que dicho cruce pueda realizarse aprovechando el puente del mismo nombre.

En territorio de Honduras, el gasoducto troncal recorre una distancia estimada en 118 km, en terreno aparentemente sin dificultades mayores, siguiendo un trayecto paralelo a una ruta pavimentada existente.

A la altura de la ciudad de Nacaome se ha previsto la construcción de un ramal hacia la ciudad de Tegucigalpa para alimentar consumos eventuales en la capital de Honduras, especialmente en el sector comercial.

En esta etapa el gasoducto adopta una dirección sur-sureste, atravesando la ciudad de Choluteca donde se prevé cruzar el río del mismo nombre, siguiendo luego hacia el sur paralelo a la ruta existente, hasta la localidad de San Bernardo donde gira hacia el este hasta la frontera con la República de Nicaragua en la localidad de Guasaule.

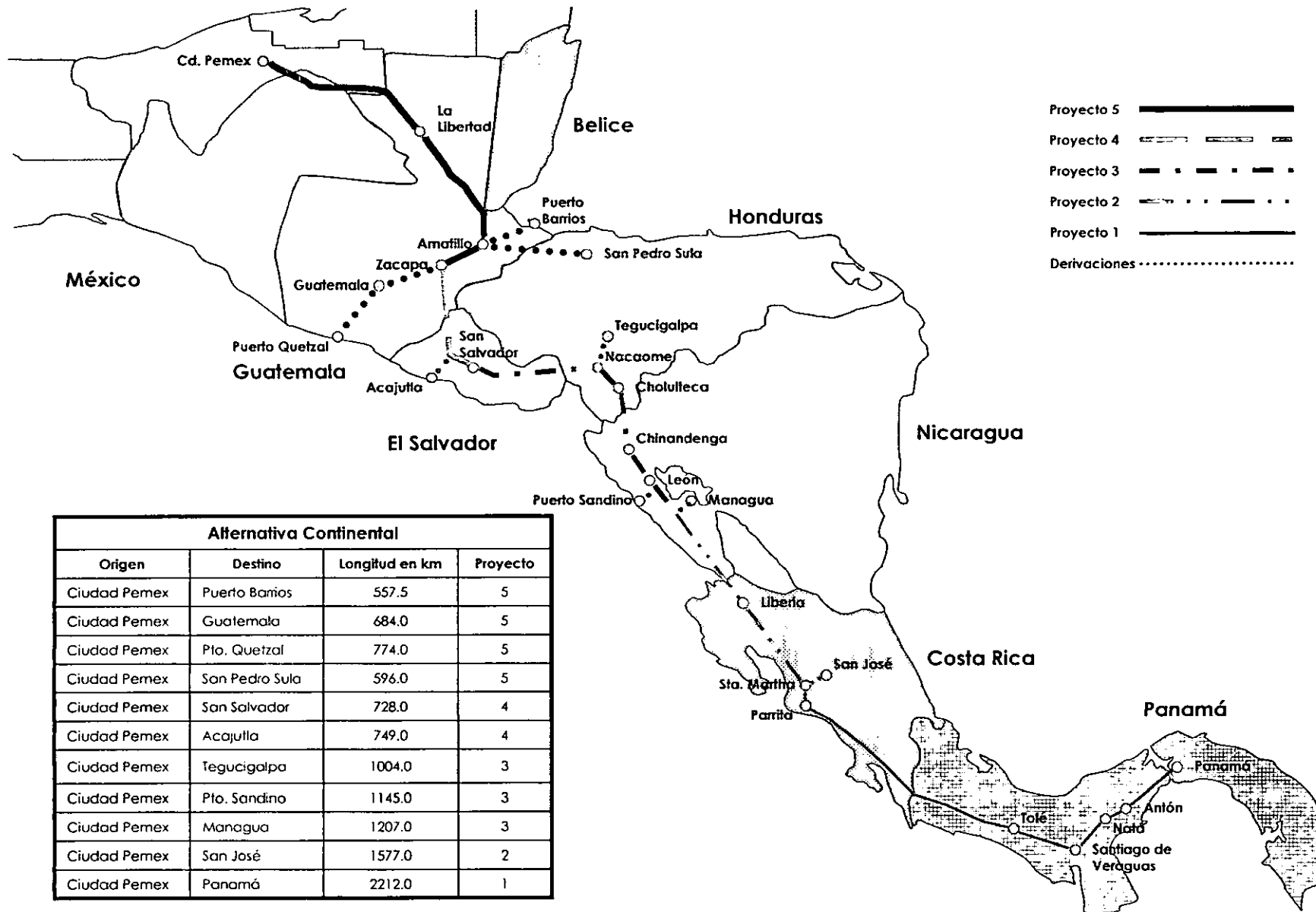
El cruce de la frontera entre Honduras y Nicaragua se produce luego de atravesar el río Negro, límite natural entre ambos países y llegando a Palo Grande, en territorio nicaragüense. Continúa en dirección sur, siguiendo una carretera no pavimentada hasta la ruta número 24, a partir de donde sigue hacia el oeste, bordeando la cordillera volcánica, delimitada al norte por los volcanes San Cristóbal y El Chonco, y al sur por los volcanes El Hoyo y Momotombo. A la altura de la ciudad de Chinandega el gasoducto giraría hacia el sur, pasando por las ciudades de León y la Paz Centro. A unos 10 km de esta última localidad saldría una derivación hacia el área de Puerto Sandino, donde se localizan instalaciones de generación de energía eléctrica. El gasoducto troncal se mantiene en dirección sureste y 50 kilómetros más adelante, sale el segundo ramal hacia la ciudad de Managua, donde se prevén consumos industriales y de generación eléctrica. Este es el punto final del que se ha denominado Proyecto 3.

Continúa en dirección sureste hacia la frontera con Costa Rica, paralelo a una carretera no pavimentada muy próxima a la costa del Pacífico. En este trayecto atraviesa varios cursos de agua cuyo caudal no parece importante y llega a la localidad fronteriza de Peñas Blancas. La distancia entre la derivación hacia Managua y la frontera es de 145 km en territorio que no parece presentar mayores dificultades para la construcción del gasoducto. En este recorrido, se observan facilidades para el transporte de materiales.

En territorio de Costa Rica, el gasoducto continúa en dirección sureste hasta la localidad de Liberia, en terreno ligeramente más abrupto que el que se encontró en Nicaragua, aunque las elevaciones no superan los 200 msnm. La ruta coincide con la denominada Carretera Panamericana, y se observan numerosos cruces de cursos de agua. En la localidad de Santa Martha sale la única derivación en territorio de Costa Rica hacia la Ciudad de San José, principal centro de potencial consumo. La distancia estimada entre la frontera y esta derivación es de 200 km. Esta es la etapa final del que se ha definido como Proyecto 2.

Al sur de la ciudad de Santa Martha el gasoducto troncal hace un rodeo siguiendo la línea costera, evitando formaciones montañosas. A la altura de la ciudad de Parrita vuelve a tomar dirección sureste, siempre siguiendo la línea costera y, a partir de Portalón, comienzan a observarse zonas de dificultad creciente, por la presencia de la cordillera Fita Costeña. Siguiendo en dirección sureste, aproximadamente a 20 km de Coronado, se cruza el río Grande de Terraba, el curso de agua más importante que se observa en el trayecto. Continuando en la misma dirección se atraviesan terrenos presumiblemente anegadizos a lo largo de 35 km, para luego atravesar un cañadón delimitado al sur por la formación del Cerro Golfito de 579 msnm. Esta zona del trayecto también permite prever cierto grado de dificultad durante la construcción. Llega a la localidad de Paso Canoas, en la frontera con Panamá, habiendo recorrido 270 km desde la derivación a San José.

Luego de atravesar el río Chiriquí Viejo, el ducto ingresa en territorio de Panamá. Continúa en dirección este-sureste, siempre siguiendo la línea de la costa, hasta Tolé. En este trayecto el terreno no presenta mayores dificultades, excepto algunas zonas pantanosas que se evitan continuando en forma paralela a una carretera pavimentada existente. Desde la ciudad de Tolé y aproximadamente durante 40 km en dirección este el ducto atraviesa una zona montañosa derivada de la Cordillera Central, pasando al sur del Cerro Viejo, de 722 msnm, y al norte del Cerro Alto de Las Huacas. Este terreno de relativa dificultad finaliza a la altura de la ciudad de San Bartolo, luego de evitar el Cerro Boro, al sur del trayecto. Continúa hacia la



Mapa 3. Alternativa Continental.



F  
A  
C  
T  
I  
B  
I  
L  
I  
D  
A  
D  
T  
E  
C  
N  
I  
Q  
A  
D  
E  
L  
P  
R  
O  
Y  
O  
F  
O

## IV

### IV.1 Estudios topográficos y de suelos

#### *Topografía en la Alternativa Continental*

En el trayecto Ciudad Pemex – Tenosique se identifican zonas claramente despejadas sin tener variaciones de altitud sobre los 100 msnm en un desarrollo de 124 km, indudablemente se deberá tener una especial atención al realizar los cruces de ríos con grandes caudales, en este caso el río Usumacinta; las condiciones topográficas cambian hasta llegar a la localidad de La Libertad ubicada en territorio guatemalteco, en esta sección de 107 km se experimenta un ligero cambio en la altitud ascendiendo aproximadamente de los 100 msnm a los 253 msnm, la variación es debida a que aún y cuando fue posible bordear la sierra La Pita, se experimentan algunos cambios de elevaciones.

En el siguiente tramo se aprovecha el trazo de la carretera 82 que conserva en la mayor parte de su trayectoria una dirección sureste sin realizar curvas de magnitud considerable hasta aproximarse al cruce del lago Izabal en donde el nivel del terreno ha descendido 125 m para ubicarse a una altitud de 128 msnm, la trayectoria se torna un poco sinuosa hasta llegar a Amatillo después de haber recorrido 188 km. De aquí surgen tres ramificaciones, la primera de ellas permanece paralela a la carretera 49 y llegando finalmente a la localidad de Puerto Barrios a nivel del mar. La segunda derivación se dirige a San Pedro Sula en Honduras sin encontrar mayores dificultades y conservando una elevación promedio de 120 msnm. La última es parte del gasoducto troncal, con una dirección suroeste llega a Zacapa; existen diferencias de altitud a lo largo de este recorrido de 96 km oscilando entre los 130 y los 280 msnm, el incremento de altitud es debido a la cercanía con la sierra de Las Minas (que alcanzan una altura de 3,140 msnm). En este punto se da origen a una derivación a la ciudad de Guatemala paralela a la carretera 30 que posteriormente interseca a la Interoceánica que llega a la capital del país ascendiendo a los 1,493 msnm en 117 km de trayecto y subsecuentemente recorrer 90 km descendiendo a nivel del mar en Puerto Quetzal.

El gasoducto troncal continúa su trayecto desde Zacapa paralelo a la carretera federal 10 y llegando a una altura de 765 msnm al pasar por Chiquimula para internarse en territorio salvadoreño muy próximo a la localidad de Metapan en donde aprovecha el curso de una carretera en construcción que llega a Santa a 780 msnm, a continuación se dirige a San

Salvador hasta donde habrá recorrido 161 km desde Zacapa y ubicándose a una elevación de 685 msnm. Treinta y tres km antes de llegar a la capital surge una derivación de 54 km hacia el puerto de Acajutla en la parte suroeste del país.

La sección comprendida entre Ciudad Arce y San Salvador experimenta trayectorias sinuosas a consecuencia de las características del terreno posteriores a la localidad de Colón y en algunas ocasiones superando alturas de 1500 msnm.

El tramo que parte de San Salvador se mantiene paralelo a la carretera Interamericana hasta encontrar el cruce con la carretera 15 que conduce hasta un puente por donde se logrará cruzar el río Goascorán, límite con Honduras, el desarrollo se encuentra en condiciones similares a las mencionadas en el párrafo anterior sufriendo cambios repentinos en su trayectoria. Una vez en territorio hondureño las condiciones geológicas mejoran notablemente sin presentar topografía accidentada en las zonas destinadas al gasoducto troncal así como la derivación que parte de la ciudad de Nacaome paralela a la carretera federal 1 con destino a Tegucigalpa que se encuentra a 975 msnm.

El ingreso a Nicaragua se realiza cruzando el río Negro, estableciéndose en Palo Grande y continuando su recorrido hacia el sur, logra rodear la cordillera volcánica cuyo punto más alto se encuentra a 1,745 msnm, situación por la que experimenta algunas variaciones en las elevaciones pero sin encontrar grandes dificultades para llegar a la ciudad de León donde aproximadamente 10 km más adelante surge una derivación a Puerto Sandino a nivel del mar.

El ducto principal permanece costearlo aprovechando el trazo de la carretera federal 12, a partir de la última derivación 50 km más adelante sale un nuevo ramal de 30 km que alimentará a la ciudad de Managua, localizada a 40 msnm.

Procurando conservar un eje paralelo a una carretera no pavimentada muy próxima a la costa y manteniendo elevaciones promedio de 185 msnm, se ingresa a Costa Rica por la localidad de Peñas Blancas en donde se comienzan a presentar condiciones más complicadas aún y cuando se utiliza la ruta empleada por la carretera Panamericana, sin embargo, las altitudes no varían más allá de los 200 msnm. Al pasar por la localidad de Santa Martha se desprende una derivación hacia San José, en este trayecto es necesario cruzar la cordillera de Talamanca por lo que el trazo se torna abrupto y finalmente se establece en la capital a una altitud de 1,170 msnm. Desde Santa Martha continúa el gasoducto troncal rodeando las

formaciones montañosas antes mencionadas y orientándose a la línea costera con dirección sureste, más adelante se presentan adversidades al encontrar la cordillera Fila Costeña teniendo que eludir complicaciones y rodear terrenos pantanosos. Las condiciones del terreno mejoran conforme se va llegando a la frontera con Panamá donde el terreno no muestra irregularidades considerables ya que se emplea el trazo paralelo a la carretera Interamericana que logra evitar zonas fangosas hasta llegar a la localidad de Tolé donde nuevamente es necesario volver sinuoso el trazo debido a la cordillera Central experimentando ascensos y descensos repentinos mínimos que finalizan al llegar a la ciudad de San Bartolo donde interseca con una carretera que facilita su trayecto hasta pasar cerca de Aguadulce, sitio en que se desprende de ella y sin encontrar dificultades conserva una dirección noreste hasta cruzar el canal y llegar a la ciudad de Panamá ubicada a unos cuantos metros sobre el nivel del mar.

#### *Topografía en la Alternativa del Pacífico*

Partiendo de Acayucan, Veracruz a 100 msnm el gasoducto troncal se dirige al sur hacia el estado de Oaxaca manteniendo un curso paralelo a un oleoducto y cruzando el Istmo de Tehuantepec; a una altitud de 10 msnm en La Ventosa surge una derivación al puerto de Salina Cruz hasta donde el ducto ha recorrido ya una distancia de 243 km para establecerse en una elevación de 22 msnm.

El trayecto que toma el ramal principal desde La Ventosa inicia al sureste procurando librar algunos cambios bruscos en la topografía debidos a la presencia de la Sierra Madre de Chiapas, ascendiendo 50 metros desde el último punto y llegando a la localidad de Arriaga con una elevación de 60 msnm. Es en este sitio donde se encuentra con la carretera costera 200 Arriaga – Ciudad Hidalgo (antes llamada Panamericana) y mantiene todo el curso paralelo a la misma, pasando por Tapachula (conocida como "La perla del Soconusco") a una elevación de 137 msnm hasta llegar a Ciudad Hidalgo ubicada a 20 msnm.

En Ciudad Hidalgo continúa su camino para cruzar la frontera con Guatemala y dirigirse a Escuintla pasando antes por Mazatenango, aquí las condiciones del terreno son variables por las que la trayectoria experimenta algunos cambios bruscos pero logrando mantener elevaciones similares.

Escuintla es la primera localidad que tienen como punto de similitud las alternativas de trazo por lo que de aquí en adelante la topografía es igual a la mencionada en la Continental.

## Tipos de suelos

En la ruta encontramos diferentes tipos de suelos, por su extensión destacan tres de ellos: Regosol, Litosol y Xerosol.

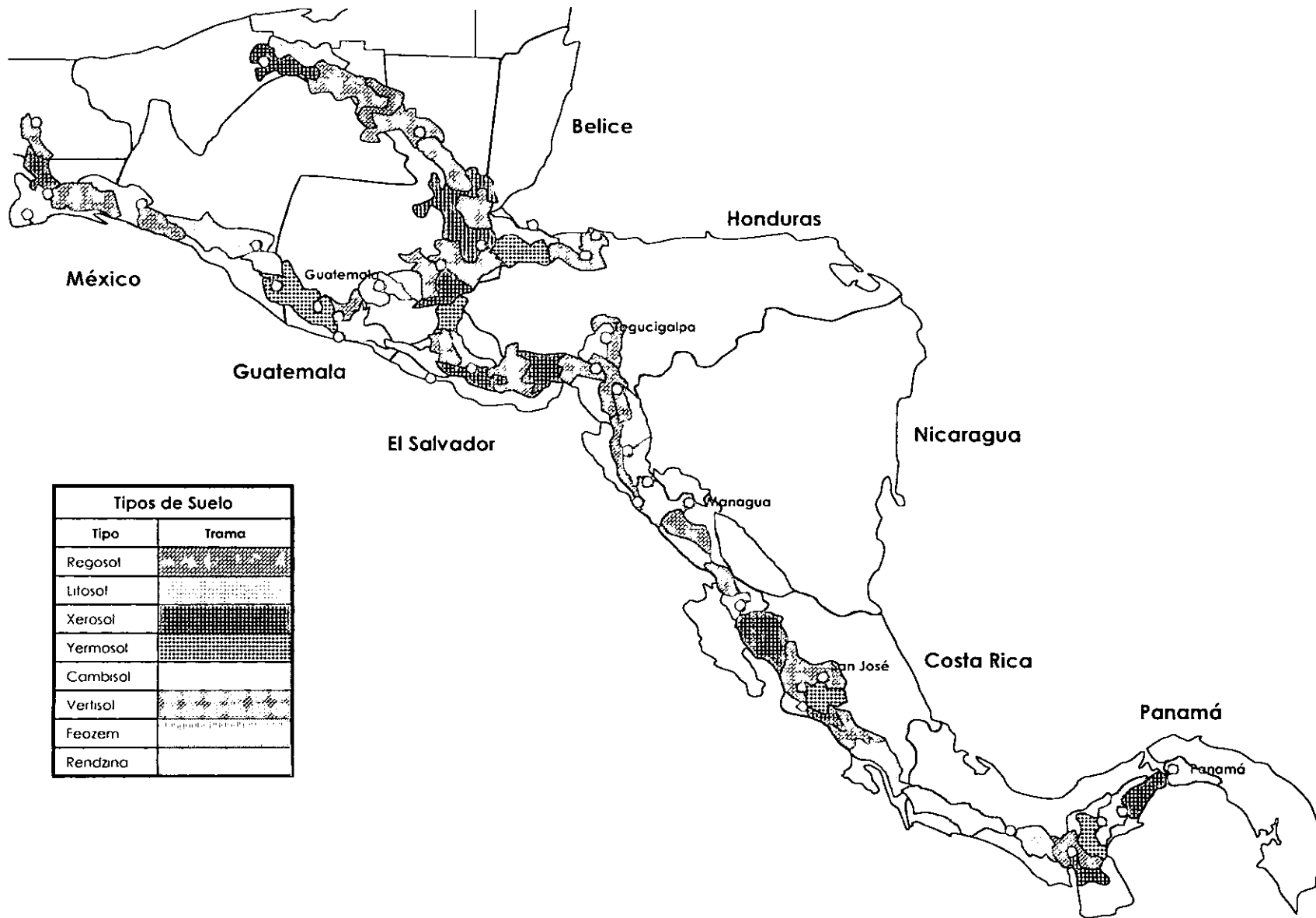
El Regosol es el de mayor extensión y puede definirse como la capa de material suelto que cubre la roca; sustenta cualquier tipo de vegetación dependiendo del clima; sin embargo su uso es principalmente forestal y ganadero, aunque también puede ser utilizado en proyectos agrícolas y de vida silvestre. Abarca la mayoría de las sierras del territorio y también se localiza en lomeríos y planos así como en dunas y playas.

El segundo en abundancia es el Litosol, el cual puede sustentar cualquier tipo de vegetación, según el clima. Predominante es forestal, ganadero y excepcionalmente agrícola.

El Xerosol es el tercero de ellos y se caracteriza por ser un suelo de zona seca o árida; la vegetación natural que sustenta son matorrales y pastizales; el uso pecuario es el más importante, aunque si existe riego se obtienen buenos rendimientos agrícolas.

Tipo	Características
Regosol	Suelos poco desarrollados, constituidos por material suelto semejante a la roca.
Litosol	Suelos muy delgados, su espesor es menor de 10 cm, descansa sobre un estrato duro y continuo, tal como roca, tepetate o caliche
Xerosol	Suelos áridos que contienen materia orgánica; la capa superficial es clara, debajo de ésta puede haber acumulación de minerales arcillosos y/o sales, como carbonatos y sulfatos.
Yermosol	Suelo semejante a los xerosoles, difieren en el contenido de materia orgánica.
Cambisol	Suelo de color claro, con desarrollo débil, presenta cambios en su consistencia debido a su exposición a la intemperie.
Vertisol	Suelos muy arcillosos, con grietas anchas y profundas cuando están secos; si se encuentran húmedos son pegajosos; su drenaje es deficiente.
Feozem	Suelo con superficie oscura, de consistencia suave, rica en materia orgánica y nutrientes.
Rendzina	Suelos poco profundos (10 - 15 cm) que sobreyacen directamente a material carbonatado (ejemplo roca caliza).
Otros	Luvisol, Acrisol, Andosol, Solonchak, Gleysol, Castantildeozem, Planosol.

Tabla 14. Tipos de suelos.



Mapa 5. Tipos de suelos.

Una vez que se realice el Estudio de Factibilidad Ejecutivo del proyecto, será necesario efectuar estudios topográficos y de suelos de mayor profundidad con la finalidad de determinar los tipos de suelo que atraviesa el trazo del gasoducto, ya que para el cálculo hidráulico se requiere evaluar el tipo de suelo y densidad de población.

Para determinar la clase de localización por donde pasa una tubería debe tomarse el criterio siguiente:

Clase 1. Área unitaria que cuenta con diez o menos construcciones o aquella en la que la tubería se localiza en la periferia de las ciudades, poblados agrícolas o industriales.

Clase 2. Área unitaria que cuenta con más de diez y menos de cincuenta construcciones.

Clase 3. Área unitaria en la que se registra alguna de las características siguientes:

- Cincuenta o más construcciones destinadas a ocupación humana o uso habitacional;
- Una o más construcciones ocupadas normalmente por 20 o más personas a una distancia menor de 100 metros del eje de la tubería;
- Un área al aire libre bien definida a una distancia menor de 100 metros del eje de la tubería y que dicha área sea ocupada por 20 o más personas durante su uso normal, tal como un campo deportivo, un parque de juegos, un teatro al aire libre u otro lugar público de reunión;
- Áreas destinadas a fraccionamientos y/o comercios en donde se pretende instalar una tubería a una distancia menor de 100 metros, aun cuando al momento de construirse únicamente existan edificaciones en la décima parte de los lotes adyacentes al trazo, y
- Un área que registre un tránsito intenso o se encuentren instalaciones subterráneas a una distancia menor de 100 metros de donde se pretenda instalar una tubería. Se considera tránsito intenso un camino o carretera pavimentada con un flujo de 200 o más vehículos en una hora pico de aforo.

Clase 4. Área unitaria en la que se localicen edificios de cuatro o más niveles donde el tránsito sea intenso, o bien, existan otras instalaciones subterráneas.

Debe tomarse un margen de 200 m en ambas direcciones de la tubería al determinarse los límites de un área clasificada, excepto cuando existan barreras físicas o factores de otra

índole que limiten la expansión futura de las áreas pobladas, en cuyo caso, los márgenes del área clasificada que deben ampliarse quedarán delimitados por dichas barreras, sin exceder la distancia marcada.

Cuando una construcción se encuentre en un área donde se reúnan muchas personas, como sucede en escuelas, hospitales, iglesias, salas de espectáculos, cuarteles, entre otros, debe considerarse como criterio de diseño la clase siguiente a la cual corresponda originalmente, en orden ascendente, y ampliarse la distancia hasta 200 m, en ambos sentidos de la tubería y contados a partir de los límites del área unitaria.

#### *Instalación de la tubería en zanja*

Las líneas de transporte que van a operar a presiones que provocan esfuerzos tangenciales iguales o mayores al 20 % de la RMC, deben instalarse en la zanja, de tal manera que el tubo se adapte y ajuste al fondo de la misma, con el objeto de minimizar los esfuerzos y proteger el recubrimiento del tubo contra daños.

Cuando se cubre la zanja donde se aloja una línea de transporte, la zanja debe rellenarse de manera que:

- a. Se proporcione un soporte firme bajo la tubería.
- b. Se eviten daños al tubo y a su recubrimiento provocados por el equipo de maniobras o material de relleno.

#### *Encamisado*

El encamisado que se instale a una línea de transporte que cruce una vía de ferrocarril o carretera debe cumplir con las siguientes especificaciones:

- a. Estar diseñado para resistir las cargas impuestas.
- b. Los extremos deben sellarse si existe la posibilidad de que pudiera entrar agua a la tubería encamisada.
- c. Cuando se sellan los extremos de un encamisado sin venteo y el sello es lo suficientemente fuerte para asegurar la MPOP del tubo, el encamisado debe diseñarse para sostener esta presión a un nivel de esfuerzo menor al 72% de la RMC.



- d. Si se instalan venteos en un encamisado deben protegerse contra agentes atmosféricos para evitar que entre agua al encamisado.

#### *Espaciamiento entre estructuras subterráneas*

Las líneas de transporte subterráneas deben instalarse con una separación mínima de 100 cm de cualquier otra estructura enterrada ajena a la línea de transporte. Cuando no sea posible tener la separación indicada, la línea debe protegerse de daños que puedan resultar de la proximidad de la estructura vecina.

Las líneas principales deben instalarse de tal manera que la separación de cualquier otra estructura enterrada, permita su mantenimiento y las proteja contra daños que puedan resultar por la proximidad con otras estructuras.

#### *Tapado de zanja*

El tapado mínimo de zanjas de ductos de transporte enterrados debe cumplir con lo que indica la tabla siguiente:

Localización	Suelo normal [cm]	Roca consolidada [cm]
Localizaciones Clase 1	120	100
Localizaciones Clase 2, 3 y 4	150	100
Zanjas de drenaje en caminos públicos y cruces de ferrocarril	150	150

Tabla 15. Tapado de zanja.

Cuando se encuentre una estructura subterránea que evite la instalación de líneas de transporte, con un mínimo de tapado de zanja, la línea de transporte o línea principal podrán instalarse con un tapado de zanja de menor profundidad si se proporciona protección adicional para resistir las cargas externas previstas.

Las tuberías que se instalen en un río navegable, corriente de agua o en puerto deben tener una cubierta mínima de 120 cm de suelo, o 100 cm en roca maciza. Sin embargo, tapados de zanja menores al mínimo establecido, se permite de acuerdo con el párrafo anterior.

## IV.2 Cálculo hidráulico

El diámetro de la tubería se determinará mediante un exhaustivo análisis hidráulico del sistema. Los principales parámetros que se tomarán en cuenta son: máxima presión de operación del sistema (disponibilidad de compresión), composición del gas, temperatura ambiente y de los fluidos, máximos requisitos hidráulicos, el empaquetamiento de la línea (si llega a necesitarse, dependiendo de las necesidades de disponibilidad del sistema), la longitud del gasoducto, el coeficiente de rugosidad interna de la tubería, diferencias en niveles de elevación, los niveles mínimos de presión de entrega a lo largo del sistema y el espesor de las paredes de la tubería.

La fórmula empleada para obtener el espesor de la tubería de acero que transporta gas es la siguiente:

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

Donde:

- t Espesor de pared nominal de la tubería, en cm.
- P Presión de diseño, en kPa.
- S Resistencia mínima de cedencia en kPa.
- D Diámetro nominal externo de la tubería, en cm.
- F Factor de diseño.
- E Factor de junta longitudinal (1 para tubería ERW o DSAW).
- T Factor de corrección por temperatura (1 para temperaturas menores a 121 °C).

Ejemplificando el cálculo:  $P = 100 \text{ kg/cm}^2$ ,  $D = 16''$ ,  $S = 358,592 \text{ kPa}$ ,  $F = 0.50$

$$t = \frac{9810 \text{ kPa} \times 40.64 \text{ cm}}{2 \times 358,592 \text{ kPa} \times 0.50 \times 1 \times 1}$$

$$t = 1.1117 \text{ cm} \quad t = 0.4377''$$

El diseño estructural inicial del gasoducto se basa en la norma ASME B31.8 y en la fórmula de esfuerzo tangencial, incluyendo los factores de diseño que tienen en cuenta la localización y el tipo de construcción de la instalación o gasoducto. Sin embargo, el diseño estructural definitivo del gasoducto y de sus instalaciones conexas incluirá la verificación de todos los niveles de esfuerzo bajo escenarios o condiciones de carga especiales que se pueden presentar a lo largo del trayecto del gasoducto, talos como por ejemplo, expansión y flexibilidad térmicas, cruces del gasoducto (con carreteras, vías férreas, ríos y pantanos),

estaciones de compresión y los efectos de cargas funcionales y ambientales especiales que pueden esperarse durante la vida útil del gasoducto. Entre las condiciones ambientales especiales que deben tenerse en cuenta para este proyecto figuran los sismos y los huracanes.

### IV.3 Impacto Ambiental

La introducción de gas natural en América Central aportaría ventajas ambientales, pero también inconvenientes que conviene analizar con cuidado. Existen fuentes de energía que contaminan más que otras, pero todas afectan al medio. En ese sentido, es importante evaluar los impactos tanto positivos como negativos, en todas y cada una de las etapas que componen la cadena que abastecerá al Istmo Centroamericano con gas natural proveniente de México.

Hay que señalar que el gas natural es muy seguro si es manejado correctamente. Sin embargo, como otras fuentes de energía, es inflamable y peligroso, por lo que es necesario observar ciertas medidas de seguridad durante su transporte, almacenamiento, distribución y consumo.

#### *Construcción y operación del gasoducto*

Los impactos ambientales producidos por el transporte de gas natural resultan de la construcción y operación del gasoducto. La primera etapa se desarrolla durante un período relativamente breve y tiene una influencia directa sobre el medio. En cambio, la segunda se extiende por varias décadas, que ponen a prueba las instalaciones, equipos y materiales utilizados, cuyo deterioro podría afectar al medio en caso de accidente.

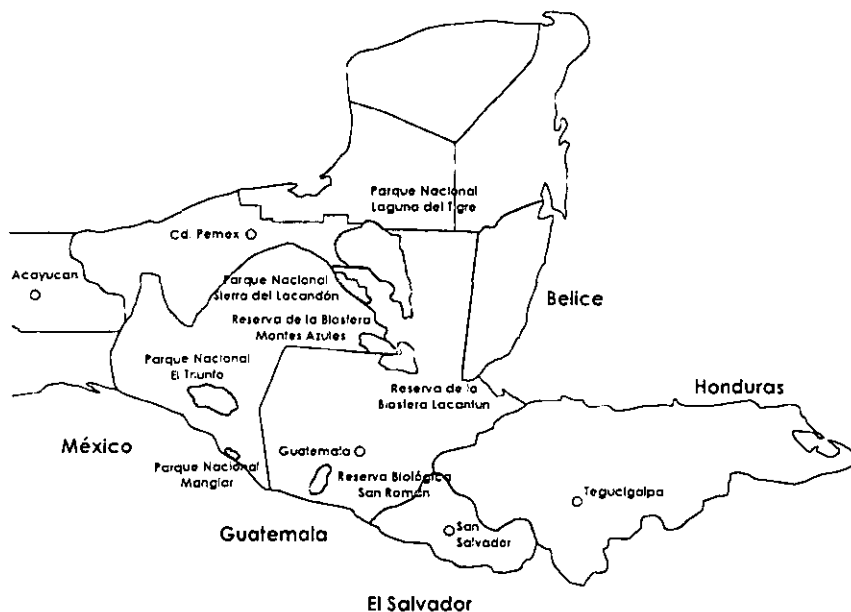
##### 1. Construcción.

Como cualquier proyecto de construcción, la instalación de un gasoducto causa disturbios ambientales; sin embargo, ello es temporal. Una vez que el gasoducto yace bajo tierra, la mayor parte de la superficie puede restaurarse. Por lo general, el terreno se recupera dentro de los tres primeros años después de la construcción del gasoducto.

El transportista debe trabajar en estrecha colaboración con expertos en disciplinas de diversas áreas del conocimiento, como la ingeniería ambiental, la biología y la arqueología, con la finalidad de preservar el ambiente, la vida silvestre y los sitios históricos descubiertos durante los estudios de factibilidad.

Entre los impactos más notorios durante esta etapa, el Instituto Costarricense de Electricidad identifica los siguientes: pérdida del hábitat y de organismos a lo largo del derecho de vía y en las estaciones de compresión; ampliación del acceso a zonas silvestres; erosión, escurrimiento y sedimentación; movimientos de tierra para los caminos de acceso a las instalaciones; cambios o pérdida en el uso de tierra; creación de barreras al movimiento de seres humanos y la fauna; e incremento del tráfico debido a la construcción.

El gasoducto para América Central debe cumplir con las legislaciones ambientales vigentes de todos y cada uno de los países por donde atraviese: en México, la Ley General de Equilibrio Ecológico; en Guatemala, la Ley de Protección y Mejoramiento del Medio Ambiente; en Honduras, la Ley General del Ambiente; en El Salvador, la Ley del Ambiente; en Nicaragua, la Ley General del Medio Ambiente y los Recursos Ambientales; en Costa Rica, la Ley Orgánica del Ambiente; y en Panamá, la Ley General del Medio Ambiente. Se deberán minimizar los impactos negativos ya que el trazo pasa por zonas protegidas con fauna y flora endógenas.



Mapa 6. Zonas protegidas.

## 2. Operación.

De acuerdo con estadísticas internacionales, el método más seguro para transportar energía es un gasoducto. No obstante, si los ductos sufren daños pueden ser la causa de incendios y explosiones. Por ello, es importante definir normas adecuadas de diseño, operación, mantenimiento y seguridad. Se debe buscar minimizar el riesgo de accidentes durante la vida útil de los gasoductos, a fin de garantizar la protección de los habitantes y el medio natural.

Es recomendable revisar las experiencias internacionales en materia de seguridad, por ejemplo la Pipeline Safety Act de 1992 de Estados Unidos de Norteamérica, que sustituyó a la Natural Gas Pipeline Safety Act de 1968. Es conveniente solicitar al transportista, entre otras cosas, la creación de un centro único de recepción de llamadas (one call center), con acceso gratuito para el reporte de anomalías; la creación de equipos de intervención rápida; el desarrollo de programas de información para proteger al público, y la contratación de seguros de daños a terceros.

### *Generación de electricidad*

El gas natural produce durante su combustión monóxido y bióxido de carbono (CO y CO<sub>2</sub>), bióxido de azufre (SO<sub>2</sub>), óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>), hidrocarburos naturales (HC) y partículas suspendidas totales (PST). Sin embargo, es menos dañino para el ambiente porque la cantidad de contaminantes que produce es relativamente menos importante. Produce cantidades muy reducidas de SO<sub>2</sub> y partículas; genera CO<sub>2</sub>, pero en menor proporción que el petróleo (30% menos) y que el carbón (50% menos cuando el dispositivo es una caldera y dos tercios si se trata de un ciclo combinado), sin embargo, produce cantidades no despreciables de NO<sub>x</sub>, que contribuyen a la formación de ozono. La calidad ecológica del gas natural se debe a su elevado contenido en metano, que es un compuesto químicamente simple (CH<sub>4</sub>), que contienen menos carbono y más hidrógeno que el petróleo o el carbón, y que se consume completamente, produciendo CO<sub>2</sub> y vapor de agua. El gas que se entrega al consumidor final contiene hasta un 99% de este compuesto.

Las virtudes ambientales del gas natural resaltan cuando se utiliza en la generación de electricidad. Su uso en turbinas de gas, generadores de vapor o en motores de combustión interna resulta menos contaminante que el carbón o el petróleo. A título de ejemplo, la

siguiente tabla indica las emisiones producidas por una central típica de 450 MW, según el combustible utilizado. De ahí se concluye que la tecnología de ciclo combinado, que permite alcanzar eficiencias superiores al 50% a bajo costo (600 dólares/kW), elimina los costos asociados al manejo de hasta 590 toneladas de desechos sólidos; reduce en un 25 % el calor de desecho; elimina las emisiones de SO<sub>2</sub> y divide entre dos las de CO<sub>2</sub>.

Tipo de planta		Eficiencia energética	Consumo de combustible (toneladas)	Desechos sólidos (toneladas)	Calor de desecho (GWh)	Emisiones de SO <sub>2</sub> (toneladas)	Emisiones de NO <sub>x</sub> (toneladas)	Emisiones de CO <sub>2</sub> (toneladas)
Carbón	Convencional	38%	3600	450	17	75	10-35	9000
	Con 90% de DGD	37.5%	3650	590	17	8	10-35	9100
Petróleo	Convencional	39%	2250	1	17	170	7-15	7500
	Con 90% de DGD	39%	2280	300	17	17	7-15	7600
Gas	Convencional	40%	2100	0	16	0	3-15	6000
	Ciclo combinado	48%	1750	0	13	0	2-10	4500

Tabla 16 Emisiones diarias de una central de 450 MW de acuerdo con el combustible utilizado.

### Sector Industrial

La sustitución de fuel oil y gas licuado por gas natural en la industria manufacturera también tendría un impacto ambiental positivo. Utilizando los factores de emisión por combustible, establecidos por la OMS y el PNUMA, se han establecido dos escenarios de emisiones: el primero supone la continuación de la tendencia actual de usar productos derivados del petróleo y, el segundo, una sustitución de esos combustibles por gas natural. Un resumen de los resultados relevantes se presenta en la siguiente tabla; se toman en cuenta únicamente los años 2001, momento en el que iniciaría la sustitución entre combustibles, y 2015 que es el último del período de simulación. Las conclusiones que se extraen de dicha tabla son las siguientes:

	2001		2015			
	Emisiones (toneladas)	Escenario base (consumo de fuel oil y gas licuado)		Escenario gas natural (sustitución de fuel oil y gas licuado por gas natural)		Reducción de emisiones substituyendo fuel oil y gas licuado por gas natural
		Emisiones (toneladas)	Incremento (%) 2/1	Emisiones (toneladas)	Incremento (%) 3/1	(%) 3/2
Partículas	220	3,067	1,296	444	102	-85.5
SO <sub>2</sub>	141	1,90	1,308	1,306	825	-34.3
NO <sub>x</sub>	601	8,276	1,277	4,703	682	-43.2
HC	29	399	1,291	78	173	-80.3
CO	45	601	1,251	418	839	-30.5
CO <sub>2</sub>	0.09	1.15	1,220	0.84	858	-27.4

Tabla 17. Emisiones derivadas del cambio de combustibles en el sector industrial de América Central, 2001 y 2015.

- a. De continuar la tendencia actual, entre el año 2001 y el 2015, las partículas suspendidas totales se incrementarían en 1296%; en cambio, si se substituye el fuel oil y el gas licuado por gas natural en los casos en que sea posible, el aumento sería de sólo 102%, lo cual permitiría una reducción del 85.5% en ese tipo de emisión, con respecto al escenario de referencia.
- b. El bióxido de azufre crecería en el escenario base en 1,308%, mientras que en el escenario alternativo lo hace en 825%; las emisiones que se evitarían para el año 2015 si se introdujera gas natural, representarían 34.3% de las que resultaría en el escenario de referencia.
- c. El incremento de las emisiones de óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>) es del 1,277% en el escenario base y de 682% en el escenario alternativo; con el cambio de gas natural se conseguiría entonces una reducción de 43.2% en ese contaminante.
- d. La reducción de hidrocarburos naturales (HC) obtenida introduciendo gas natural sería considerable (-80.3%), ya que en el escenario base el contaminante aumentaría 1,291%, pero en el escenario alternativo en 173%.
- e. El incremento en las emisiones de CO sería de 1,251% en el escenario base y de 839% en el escenario alternativo; la introducción de gas natural permitiría entonces una reducción del 30.5% en este tipo de emisiones.
- f. El incremento de CO<sub>2</sub> sería de 1,220% en el escenario base y de 858% en el alternativo, por lo que en el año 2015 se lograría una reducción del 27.1% si se utilizara gas natural.
- g. A partir de lo anterior se concluye que la sustitución de fuel oil y gas licuado por gas natural en los procesos industriales del Istmo Centroamericano reduciría en mayor o menor medida las emisiones contaminantes.

## Máxi IV.4 Metodología de operación

### *Operación y mantenimiento del gasoducto*

depe  
realiz  
de te  
Repc

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

### Presiones de operación del gasoducto

defe  
repa  
del e

Se suministrará una lista exacta de las Presiones Máximas de Operación Permitidas (MAOP) para las diferentes secciones del gasoducto. También se publicarán los límites de los gasoductos interconectados y adyacentes, para efectos operacionales.

### Ubicación y demarcación de gasoductos

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

### Excavaciones cerca al gasoducto

y en  
Insp  
tubr

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



## Operación y mantenimiento de las válvulas

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

## Procedimientos de soldadura

Los procedimientos para realizar actividades de soldadura estarán incluidos en los Manuales y contendrán la siguiente información:

- Material de la tubería a ser soldada.
- Condiciones de flujo del gas.
- Temperatura.
- Idoneidad de los operarios a cargo de la soldadura.
- Inspección y pruebas.

## Puesta en marcha del gasoducto

Es importante asegurarse de que los ductos se pongan en servicio en adecuadas condiciones de seguridad tanto para el sistema como para el personal.

- Tiempo de purga requerido. El diámetro y la longitud del ducto que ha de entrar en servicio son aspectos que deben tenerse en cuenta para calcular el tiempo de purga que se requiere, a fin de garantizar que no haya mezclas peligrosas de gases y aire dentro del ducto.
- Monitoreo de la humedad. El contenido de humedad del gas debe monitorearse antes del proceso de purga, con el fin de garantizar que no se excedan los máximos límites permitidos.

## Tubería de respaldo y almacenamiento correspondiente

Se debe mantener un inventario, para uso en caso de emergencia, tubería inspeccionada, codos que resulten críticos para la tubería, y otros componentes tales como válvulas y conexiones de diferentes tamaños. Los procedimientos especificarán los tamaños y las cantidades que deben mantenerse en inventario y los pasos a seguir para su reposición.

También se darán instrucciones para el almacenamiento de tubería ya inspeccionada, con el fin de evitar que sufra daños.

#### Requisitos en materia de diablos de limpieza

El sistema de gasoducto incluye trampas de envío y recepción de diablos de limpieza. Se iniciará con un barrido con diablos para establecer las condiciones de la tubería, y de ahí en adelante se correrán periódicamente para detectar signos de corrosión tanto interna como externa. En los procedimientos estarán las instrucciones sobre la frecuencia y la metodología que deben observarse para la utilización de diablos de limpieza.

#### *Operación y mantenimiento de las estaciones de compresión*

##### Mantenimiento de las unidades de compresión

El mantenimiento principal de los compresores, como por ejemplo las inspecciones principales y las reparaciones mayores de las unidades estará a cargo de contratistas debidamente calificados y competentes. Se mantendrán reservas tanto de capital como de repuestos y habrá instrucciones y procedimientos que garanticen que se respeten los programas de mantenimiento y que haya adecuadas existencias de repuestos y elementos consumibles tales como lubricantes, filtros, estopas, etc. Las pruebas de aceites y lubricantes deberá realizarlos un laboratorio certificado.

##### Almacenamiento de materiales inflamables

El almacenamiento de estos materiales se hará de acuerdo con la Ley y Reglamentaciones de cada país en materia de códigos y normas de control de incendios. Los materiales inflamables se almacenarán en sitios distintos a las unidades de compresión y a prudente distancia de las mismas, salvo las pequeñas cantidades que se requieran con frecuencia para la operación diaria.

## Tanques de almacenamiento y recipientes a presión

Los tanques de almacenamiento y los recipientes a presión se mantendrán de acuerdo con las Normas API y otros Códigos y Normas aplicables. Habrá instrucciones y procedimientos que cubran los siguientes aspectos:

- Frecuencia de inspecciones y mantenimiento
- Metodología de inspecciones y limpiezas

## Bóvedas y confinamientos para equipo presurizado

Las bóvedas y confinamientos que guarden equipos de alta presión se inspeccionarán periódicamente para verificar que estén en buenas condiciones físicas y que tengan adecuada ventilación. Los manuales contendrán los siguientes procedimientos:

- Pruebas de ambiente dentro del encerramiento en busca de vapores y gases inflamables o tóxicos.
- Fugas de gas
- Pruebas para verificar el buen funcionamiento del equipo de ventilación.
- Pruebas para verificar que los ductos de venteo estén libres de obstrucciones.
- Pruebas para verificar que la cubierta de la bóveda o del confinamiento esté libre de riesgos de seguridad.

## Procedimientos de seguridad industrial para el personal

Se tomarán todas las precauciones necesarias para garantizar la seguridad de todos los empleados y demás personal. Podrán desarrollarse procedimientos e instrucciones con orientación y pautas en los siguientes campos:

- Se definirá cuidadosamente el concepto de área peligrosa, para efectos de la aplicación de normas especiales de seguridad en dichas áreas.
- Límites de exposición al ruido y procedimientos para la presentación de informes.
- Trabajo en espacios confinados y de alto riesgo.

A  
M  
A  
R  
R  
G  
O  
R  
F  
Y  
O  
V  
-  
H  
O  
C  
R  
H  
S  
Z  
O  
O  
T  
I  
Z  
E  
-  
M  
-  
D  
E  
C  
O  
R  
F

## V

### V.1 Tendido de la línea

Inicialmente es necesario realizar un Plan de Construcción que defina:

- Metodología para la topografía.
- Trazo de Derecho de Vía.
- Apertura del Derecho de Vía (D. D. V.) 10 m a cada lado.
- Terracerías.
- Conservación del D. D. V.
- Procedimientos de soldadura.
- Construcción de caminos de acceso.
- Excavaciones.
- Método para el control del drenaje y erosión.
- Prueba Hidrostática.
- Protección catódica.
- Reforestación y rehabilitación.
- Metodología general de construcción.
- Procedimiento y métodos para el control de la flotación de tubería.

#### *Oficinas de campo*

Se cuenta con una oficina principal en lugares cercanos a los frentes de trabajo, la cual servirá de enlace entre la Obra y Oficina Matriz en la Cd. de México, la oficina de obra se establecerá después de la fecha del contrato y se compondrá de lo siguiente:

- Administración.
- Procuración.
- Departamento Técnico.
- Servicio al cliente.
- Seguridad.

### *Equipo de Construcción*

El contratista es responsable de suministrar y mantener todo el equipo, consumibles y refacciones necesarias para realizar los trabajos.

### *Personal de campo*

El personal de campo se dividirá en varios frentes de trabajo y la mayoría serán de la región, sólo el personal especializado se trasladará de diferentes lugares que ya se tienen detectados para este tipo de trabajo.

### *Frentes de Trabajo*

Para los proyectos iniciales (denominados anteriormente 5 y 4) se seccionará en 4 frentes principales de longitudes similares y cada frente estará dividido en 3 sub-frentes, esto es con el objeto de tener una mayor rapidez y control del proyecto.

Los sub-frentes tendrán una longitud aproximada de 2 km y tan pronto un sub-frente termine con sus actividades se trasladará delante de otro sub-frente evitando con esto costos innecesarios en el traslado del equipo a grandes distancias, esta actividad se realizará en forma secuencial.

La cantidad de personal a utilizar por cada frente de trabajo sería de aproximadamente 800 personas y de estas el 80% es regional el 20% restante es de lugares no regionales (trabajos especializados).

### *Trazo del Derecho de Vía*

#### *Localización de coordenadas en campo, indicadas en trazo y perfil del proyecto*

Una cuadrilla de topografía, se encargará de localizar el trazo de eje de D. D. V. con base en los datos proporcionados en las bases de la licitación, ubicando todos los puntos de inflexión y puntos sobre tangentes necesarios, sacando las referencias necesarias fuera del derecho de la pista sobre trompos de madera rolliza con el fin de poder localizar el eje de la línea del Gasoducto en el momento en que sea necesario.

Esta cuadrilla se mantendrá el tiempo necesario para la completa y satisfactoria realización del trabajo.

En cuanto se localice el eje de la línea se colocarán balizas para delimitar el ancho del D. D. V. Autorizado para efectuar las maniobras necesarias durante las diferentes fases de construcción.

#### *Acondicionamiento del D. D. V. en cualquier tipo de vegetación*

Una vez localizado el eje de la línea de conducción y ubicada la señalización, se procederá a ejecutar las siguientes actividades: desmonte, cortes de material y apertura del D. D. V.

- A. Desmonte. Esta actividad consiste en la tala o corte de arbustos existentes sobre el derecho de vía y la rasa de maleza, pasto, hierba, lirio, platanillo, tule y popote. Todo el producto del desmonte se depositará fuera del derecho de vía.

El trabajo se ejecutará con un tractor Buldózer en las zonas donde lo permita el soporte del suelo, en las zonas bajas y pantanosas se ejecutará a mano.

- B. Cortes de material. Esta actividad se procurará realizar ejecutando el menor movimiento de material posible, será ejecutado con tractor, depositando el material en zonas laterales al derecho de vía, cumpliendo con las bases de licitación.
- C. Apertura del Derecho De Vía. De la misma forma que el corte de material se procurará realizar ejecutando el menor movimiento de material posible, será ejecutado con tractor, depositando el material en zonas laterales al derecho de vía, cumpliendo con las bases de licitación.

*Conservación del Derecho De Vía, Áreas de almacenamiento y limpieza del mismo para dejarlo en condiciones originales*

#### *Afinamiento y Conservación del Derecho De Vía*

Una vez concluidas las terracerías, se afinará el derecho de vía con motoconformadora en toda su extensión, durante las diferentes actividades de trabajo se conservará la zona de tráfico de vehículos y equipos de construcción y en cuanto se termine la construcción de la línea se procederá a darle un afine final del derecho de vía procurando restituirlo a sus condiciones originales.

En los puntos donde el derecho de vía cruce con canales de riego existentes en operación, y a juicio del Contratista, se instalarán tramos de tubería de acero con diámetros tales que permita el flujo de gasto que conduce cada canal. Sobre la tubería se formará un colchón de material suave para permitir el tránsito de equipo y vehículos durante la construcción de la línea de conducción. Al término de la ejecución de la obra se retirarán los tubos que sirvieron como alcantarillas provisionales y restituirán los canales a sus condiciones originales.

En los puntos donde el derecho de vía cruce cercos de alambre de púas, estos serán sustituidos por falsetes los que se mantendrán durante las diferentes etapas de construcción y en caso de requerirse estos serán controlados por medio de candados o remachándose provisionalmente para reabrirse en el momento en que se requiera por los diferentes frentes de trabajo. Una vez concluidos los trabajos de construcción los falsetes se repondrán por cercos a sus condiciones originales.

#### *Reacondicionamiento de Caminos de Acceso al Derecho De Vía*

##### *A. Reacondicionamiento y mantenimiento de caminos al Derecho De Vía.*

Se buscará usar el menor número de caminos existentes, para no afectar las comunidades que los usan. Se afinará, se dará el bombeo que permita drenar el agua de lluvia y harán las cunetas necesarias utilizando para esta actividad una Motoconformadora, tractor s/o y la compactación se obtendrá añadiendo agua y usando Rodillo Liso Vibratorio.



Estos caminos se conservarán durante el desarrollo de las diferentes fases de construcción de la línea de conducción, para el acceso de equipo y vehículos que la empresa utilice en la construcción.

B. Reacondicionamiento final de caminos de acceso.

Dejando los usados por la empresa en las condiciones similares al iniciar los trabajos.

*Construcción de Caminos de Acceso con una corona de 6.00 m de ancho a instalaciones superficiales.*

En el área indicada para la ubicación de los caminos se despalmará el terreno hasta una profundidad de 0.20 m auxiliados con un Tractor Buldózer colocando el material producto de la excavación a un lado del área del camino, a continuación se procede a compactar al 85%, sin control de laboratorio el terreno natural hasta un espesor de 0.30 m.

*Excavación en Zanjas para Tuberías de Conducción*

A. Excavación de zanjas en cualquier clasificación de material y en material Tipo "A".

La excavación de la zanja en donde se encuentra este tipo de material se ejecutará con retroexcavadoras CAT320L retirando el material necesario hasta alcanzar las dimensiones del proyecto, el material se depositará a un lado de la excavación.

B. Protección de la zanja contra inundaciones.

En las zonas bajas o inundables la zanja se protegerá con bordos laterales en tiempo de lluvias o en caso de requerirse.

*Alineado y Soldadura*

Para alinear la tubería y dejarla lista para la operación de la soldadura en línea regular, por el sistema semiautomático, se deben seguir las siguientes actividades:

Se cuidará que el interior y las bocas del tubo estén libres de tierra, costras o recubrimientos que interfieran con la aplicación de una buena soldadura, haciendo esta limpieza con cepillo de alambre o esmeriles mecánicos. Si alguna boca de la tubería ha sufrido daños irreparables, se procederá a cortar y hacer nuevo bisel.

Los tramos de tubería se unirán en un extremo utilizando alineador interior neumático, consistente en 2 juegos de expansores neumáticos que son accionados por un volante con extensión desde el otro extremo de la tubería, hasta lograr la redondez adecuada para la aplicación de la soldadura, alineando los tubos de tal forma que el de fase máximo no sea superior a 1/16" y manteniendo la tubería a una distancia mínima de 0.40 m sobre el nivel del terreno mientras se aplican los cordones de soldadura.

No se deberá retirar el alineador interior, hasta no tener terminado al 100% el cordón del fondeo; así mismo, se deberá girar las costuras longitudinales para evitar el alineamiento de 2 costuras consecutivas, en tal forma que todos queden en la parte superior del tubo entre los 30 grados a cada lado del punto medio superior.

#### *Soldadura Semiautomática*

Para la soldadura en línea regular, se aplicará con el sistema semiautomático, con alambre desnudo de 0.035" y protegido con gas CO<sub>2</sub> (Bióxido de Carbono).

Se utilizarán máquinas de 353 AMPS HOBART, corriente directa con polaridad invertida variando el Amperaje de 160 – 180 y voltaje de 23 – 26, teniendo una velocidad de depósito de acuerdo a las condiciones topográficas y climáticas de la zona de trabajo. Se conectarán cables 1/0, con longitud máxima de 45 m para el porta electrodo y 15 m para la tierra.

No se soldarán tubos cuyos biseles muestren irregularidades o abolladuras, teniéndose que rebiselar los extremos defectuosos, con biseladoras y equipos oxiacetileno, los biseles estarán limpios de materiales extraños, antes de proceder a soldar y esmerilando entre los cordones de soldaduras para eliminar cualquier material extraño.

Se laborará con parejas de soldadores que trabajarán simultáneamente, hasta dejar terminado el cordón correspondiente, inmediatamente después, la siguiente pareja procederá a colocar el otro cordón sobre el anterior y así hasta completar la totalidad de los mismos.

procurando que el espesor máximo de cada uno, no sea mayor de 0.125'', con una corona no mayor de 1/16''. Se soldará siempre en dirección vertical descendente.

#### *Soldadura Manual*

El sistema de soldadura manual con el electrodo revestido se utilizará para los empates de inicio y terminación de lingadas, así como para las reparaciones de soldaduras defectuosas.

El alineamiento se efectuará con alineador exterior (Canastilla), que es asegurado con una bisagra y un gato hidráulico, no permitiendo el movimiento y abertura entre los tubos mas allá de lo permitido, y se evitará en lo menor posible dañar el revestimiento exterior.

Durante el proceso de soldadura se utilizarán máquinas de corriente directa, con capacidad de 300 – 400 AMPS, con polaridad invertida, variando el amperaje de 90 – 175 AMPS. (Fondeo), y 140 – 180 AMPS. (demás Cordones), el voltaje será de 20 – 30 volts.

Se conectarán cables calibre 2/0 con longitud variable para el porta electrodo y la tierra.

#### *Inspección Radiográfica*

La inspección radiográfica en línea regular, obras especiales e instalaciones superficiales se efectuara al 100% y se deberá llevar un registro por cada junta.

Después de obtenido el resultado de la inspección radiográfica, entra la cuadrilla de soldadores para efectuar las reparaciones según el API-STD-1104, las cuales se efectuarán con el procedimiento de soldadura manual.

Una vez hecha la reparación se inspeccionará nuevamente el área defectuosa, para comprobar que está dentro de los parámetros establecidos.

Todos los reportes, así como las películas serán entregados a P. E. P. Para su control definitivo.

### *Calificación del procedimiento y habilitado de soldadores*

Todos los soldadores que intervendrán en la construcción del Gasoducto, serán previamente calificados ante el supervisor de P. E. P. Según la Norma API-AST-1104, para las juntas tubo-tubo, tubo-accesorio, tubo brida.

Cada soldador tendrá 2 oportunidades de prueba, en tuberías de diámetro, espesor y radio ó similar al del proyecto, utilizando electrodos de la misma clase y en condiciones similares a las de proyecto.

Todas las probetas se someterán a las siguientes pruebas destructivas:

- Prueba impacto Charpy según ASTM A-370
- Prueba Microdureza (Hardness), en la soldadura según ASTM E-384, con una carga de 0.5 kilos.
- Las pruebas se efectuarán a una temperatura de 15 °C.
- La dureza de la soldadura, y de la zona afectada por el calor (HAZ), deberá ser superior a 310 HVN (Dureza Vickers).

### *Carretes de transición y detección de fallas*

Se instalarán carretes de transición, en donde lo indique el proyecto y planos de construcción.

### *Parcheo, detectado eléctrico y bajado*

Una vez aprobados los resultados de la inspección radiográfica de las soldaduras de campo, se procederá al parcheo de las juntas con material compatible al del resto de la línea.

- Limpieza con carda mecánica y cepillo de alambre a la superficie metálica hasta dejarla en un color grisáceo, libre de grasas y aceite.
- Se aplica el material en cada junta ó unión de tubos.

Una vez aplicado el parcheo a todas las juntas de campo se procederá a izar la lingada para efectuar el detectado eléctrico.

El detectado eléctrico se efectuará para comprobar la calidad del recubrimiento y detectar posibles fallas en este. Para inspeccionar el recubrimiento, se usará un detector eléctrico portátil de bajo amperaje, y de voltaje ajustable, que detecte las socavaciones del recubrimiento, mediante pulsaciones eléctricas.

El voltaje mínimo de operación será de 5 Volts/Micara (125 V/mil), de espesor de película seca. el voltaje deberá verificarse una vez al día, ya que la humedad y temperatura pueden desajustarlo. El detectado deberá efectuarse a una velocidad de 9 a 18 m/min, pasándola una sola vez y cualquier fallo en el recubrimiento, será indicado por una chispa entre el electrodo y la superficie del tubo y/o también por una señal luminosa y audible, la inspección se realizará al 100%.

Todas las fallas detectadas en el recubrimiento se repararán con materiales compatibles, por el sistema en caliente y de acuerdo a las indicaciones del proveedor así como, a especificaciones del proyecto.

Antes de proceder al bajado de la tubería, se preparará el fondo de la zanja verificándola para eliminar, raíces, polines, herramientas, piedras o irregularidades que signifiquen puntos de concentración de cargas o cualquier material extremo que pueda dañar el recubrimiento durante la maniobra del bajado.

El bajado de la tubería se hará cuidadosamente empleando bandas de lona de cuando menos un diámetro de la tubería por bajar ó en su caso también se pueden utilizar cunas de rodillos del diámetro colocadas en los tractores tiende tubos, evitando que en las maniobras del bajado, la tubería sufra deformaciones permanentes en su eje longitudinal o transversal.

Válvulas, bridas, codos, etc.

- A) Suministro de tuberías, bridas, codos y accesorios.
- B) Prefabricado, armado y prueba hidrostática del conjunto.
- C) Empate, con la línea regular.
- D) Construcción de obra civil.
- E) Sandblasteo y pintura de la instalación.
- F) Limpieza general.

### *Prueba hidrostática*

Se integrará un solo frente de prueba hidrostática, el cual a su vez irá cerrando los tramos probados con el fin de entregar rápidamente los tramos probados en longitudes indicados en las bases del proyecto.

- A) Preparación de extremos de tramo de prueba en los puntos idóneos para el suministro de agua, efectuando excavaciones o cajas para integrar los tapones de prueba o manifold.
- B) Llenado y levantado de presión al 100%, disminución de presión al 50% con el fin de eliminar el aire atrapado, levantando la presión nuevamente al 100%, corrida de gráfica durante 2 hrs., retiro de presión y desfogue de agua.
- C) Corrida de Polipig, segunda corrida con diablo tipo Vantage, y tercera corrida con diablo de discos y copas, con el fin de eliminar toda el agua atrapada y dejar el tubo completamente limpio.
- D) Prueba de impermeabilidad con aire a una presión, de acuerdo a la especificación del proyecto.

### *Tapado*

Una vez bajada la tubería al fondo de la zanja, se procederá a tapar con el mismo material producto de la excavación, el primer material para el relleno libre de rocas, piedras, palos, raíces ó cualquier material extraño que pueda dañar el recubrimiento, hasta un espesor de 15 cm. Se dejará sobre la línea de la zanja camellones de tierra para compensar la pérdida de material por asentamientos posteriores, el resto se distribuirá sobre el D. D. V.

### *Parcheo, detectado y bajado*

El parcheo de juntas de campo se efectuará con un material compatible al FBE.

Antes de proceder a bajar las lingadas dentro de la zanja, se procederá a efectuar el detectado eléctrico y se procederá a efectuar todas las fallas con material FBE del mismo que se utilizó en la planta de protección mecánica, ya sea en caliente o en frío. Estando las lingadas ya parchadas y aceptadas, se procederá con el bajado al fondo de la zanja.

### *Terminado*

Se repondrán todos los pisos, banquetas, rodapiés, carpetas asfálticas y áreas verdes que resultaran dañadas, dejando el terreno en las condiciones anteriores.

Se instalará un sistema de señales preventivas y barreras laterales en caso de invadir un carril de circulación.

### *Suministro de tubería y accesorios*

Una vez obtenido el contrato de la obra respectiva, se procederá a enlazar definitivamente con los proveedores de todos los materiales que se requieren para la obra, debido a que ocupa un lugar considerable de tiempo en el programa de construcción, por lo que se hará contacto con Pemex Exploración y Producción, para el programa de suministro a detalle, cumpliendo con las bases de la licitación, especificaciones y toda la documentación requerida para esta licitación.

### *Recubrimiento de tubería*

La tubería será protegida en planta con los espesores, indicados en el procedimiento respectivo anexado en los procedimientos de construcción.

### *Embarque de tubería*

Se tendrá especial cuidado en la carga y transporte de la tubería, de acuerdo a las indicaciones del fabricante y especificaciones del proyecto.

### *Transporte por F. F. C. C.*

Para la protección de la tubería se utilizarán separadores de plástico o madera, evitando el contacto entre tubo y tubo o bien contactos metálicos en las góndolas y plataformas.

### *Descarga y almacenamiento de tubería en estimaciones*

La descarga se realizará con ganchos o slingas sujetando los extremos de la tubería sin dañar los biseles y el recubrimiento. El almacenamiento será el menor posible tratando de llevar la tubería en plataformas directamente al D. D. V., y almacenando la tubería únicamente cuando sea necesario para evitar demoras de ferrocarril.

### *Transporte y tendido de tubería en el D. D. V.*

Como se indicó anteriormente se transportará el máximo posible de tubería cargada directamente del F. F. C. C. a plataformas, cuidando no dañar el recubrimiento y biseles. En el D. D. V., la tubería se descargará con tractor pluma (tiende tubos), con ganchos y será tendida sobre costales rellenos de tierra, para evitar el contacto con el terreno natural y dañar el recubrimiento. Se tenderá de acuerdo a la distribución de espesores y necesidades del procedimiento constructivo.

### *Acarreo de tubería con tractor pluma a zonas inaccesibles*

En el caso de tramos en donde el camino al D. D. V., sea inaccesible así como el mismo D. D. V., para la circulación del tractocamión con su respectiva plataforma, se utilizará el tractor tiende tubos desde el mismo punto en que la plataforma le sea imposible transitar, la tubería se descargará con tractor pluma (tiende tubos), con ganchos y será transportada hasta el lugar de instalación. será tendida sobre costales rellenos de tierra, para evitar el contacto con el terreno natural y dañar el recubrimiento. Se tenderá de acuerdo a la distribución de espesores y necesidades del procedimiento constructivo.

### *Cruzamiento con vías de comunicación, arroyos, canales y ríos*

Serán a cielo con el siguiente procedimiento:

- A) Preparación de la(s) lingada(s) del cruce, con el espesor de tubería indicado para cada caso particular. Incluyendo la tubería en ríos, canales y arroyos según lo indique el proyecto.
- B) Excavación de acuerdo a planos del proyecto respetando los colchones mínimos según el caso.
- C) Bajado y empates de la tubería de cruce con la línea regular.



## Tapado del cruce

En cruces fluviales se cuidará dejar en las condiciones originales con refuerzo de aproche, en caminos vecinales se tapará con el mismo material producto de la excavación, compactando y mejorando la superficie de rodamiento, en las carreteras y autopistas, el tapado se realizará de acuerdo a especificaciones de construcción de carreteras, compactando con capas de 20 cm al 95% con control de laboratorio, una base con grava controlada de 20 cm de espesor y una carpeta con un espesor mínimo de 7 cm.

## V.2 Estaciones de medición y compresión

### *Medidores*

En la estación pueden instalarse medidores de diferentes tipos, de acuerdo a sus rangos de capacidad a criterio del proyectista.

El diámetro del tubo donde esté instalado el medidor no puede ser de menor diámetro que las conexiones de éste.

Cuando la presión máxima de operación de la estación, sea mayor a la presión de trabajo del medidor, debe instalarse antes de éste, un regulador para reducir la presión a la de trabajo del medidor. En este caso también debe instalarse un dispositivo de seguridad o un regulador en monitor.

Cuando se instale un medidor en donde la presión del gas no sea constante, debe instalarse al medidor un corrector de la lectura por presión y si es el caso de corrección por temperatura.

La instalación de los medidores debe hacerse de acuerdo a las especificaciones de los fabricantes y a las prácticas recomendadas por los reportes números 7 y 12 de AGA.

En todos los caso deben respetarse las recomendaciones de los fabricantes de los medidores, respecto a diámetros de las tuberías, conexiones y distancia a otros aparatos o accesorios en la instalación.

Los medidores instalados en las estaciones de medición, regulación, deben ser del tipo generalmente utilizado en la industria del gas natural.

#### *Localización del área de compresión*

Las estaciones de compresión deben localizarse en un terreno que esté bajo control del permisionario. La estación debe estar alejada de la propiedad adyacente que no esté bajo el control del permisionario, con el objeto de minimizar la posibilidad de que un incendio traspase los límites de propiedad y que el fuego cause daño al área de compresión. El espacio libre alrededor del área principal de compresión debe permitir la libertad de movimiento del equipo contra incendio.

#### *Construcción de la estación de compresión*

La estación de compresión debe construirse con materiales no combustibles.

#### *Salidas*

El piso de operación de una instalación principal de compresión debe tener, al menos, dos salidas separadas y no obstaculizadas, ubicadas de tal manera que proporcionen una posibilidad de escape y un paso sin obstrucción a un lugar seguro. El cerrojo de las puertas de salida de emergencia debe poder abrirse rápidamente desde el interior sin necesidad de una llave. Las puertas oscilatorias localizadas en una pared exterior deben abrir hacia fuera.

#### *Áreas cercadas*

La cerca periférica de la estación de compresión debe tener al menos dos puertas localizadas de manera que proporcionen facilidad para escapar a un lugar seguro, o contar con otras instalaciones que permitan salida rápida del área. Las puertas deben localizarse en un radio de 30 m de cualquier edificio de la planta de compresión y deben abrir hacia fuera libremente cuando esté en uso y desde el interior sin llave.

### *Instalaciones eléctricas*

El equipo eléctrico y la instalación del alambrado en las estaciones de compresión deben cumplir con la NOM-001-SEDE-1997 o la que, en su momento, sea aplicable.

### *Remoción de líquidos*

Cuando los vapores contenidos en el gas puedan licuarse bajo condiciones previstas de presión y temperatura, el compresor debe protegerse contra la introducción de líquidos.

Los separadores usados para remover líquidos entrampados en una estación de compresión deben:

- a. Contar con medios de operación manual para remover los líquidos.
- b. Disponer de instalaciones automáticas de remoción de líquidos, dispositivos de paro automático del compresor, o una alarma de alto nivel de líquido, donde exista la posibilidad de que el líquido pueda introducirse al compresor.
- c. Fabricarse en conformidad con la sección VIII del Código ASME de Calentadores y Recipientes a Presión, excepto para aquellos separadores de líquido contruidos de tubo y accesorios sin costura interna, los cuales deben ser fabricados con un factor de diseño máximo de 0.4.

### *Paro de emergencia*

A excepción de las estaciones de compresión en campo operadas automáticamente de 746 kW (1,000 caballos de fuerza) o menores, las estaciones de compresión deben tener un sistema de paro de emergencia que:

- a. Bloquee el gas que sale de la estación y desfogar la tubería;
- b. Descargue el gas por la tubería de desfogue en un lugar donde no cree ningún peligro;
- c. Proporcione los medios para el paro del equipo de compresión, incendios, instalaciones eléctricas en la cercanía de los cabezales y de la estación de compresión, a excepción de:

- Los circuitos eléctricos que abastecen el alumbrado de emergencia necesario para apoyar al personal de la estación en la evacuación del área de compresión y cercana a los cabezales de gas que permanecen energizados, y
  - Los circuitos eléctricos necesarios que protegen el equipo de daño de permanecer energizado.
- d. Opere por lo menos en dos localizaciones, cada una de las cuales esté:
- Fuera del área de gas de la estación;
  - Cerca de las puertas de salida, si la estación está cercada, o cercano de las salidas de emergencia si la estación no está cercada, y
  - A no más de 152 m de los límites de la cerca de la estación.
- e. En aguas navegables, esté diseñado e instalado de tal forma que pueda accionarse automáticamente en los casos siguientes:
- Cuando en una estación de compresión operada automáticamente la presión de gas exceda en un 15% la máxima presión de operación permisible.
  - En el caso en que se involucre el edificio de una estación de compresión:
  - Cuando ocurra un incendio no controlado en el edificio, o
  - Cuando la concentración de gas en el aire alcance el 50% o más del límite inferior de explosividad en el medio ambiente de un edificio que tenga una fuente de ignición (una instalación eléctrica que cumpla con la Clase 1, Grupo D, de la NOM-001-SEMP-1994 no constituye una fuente de ignición).

#### *Dispositivos de limitación de presión*

Las estaciones de compresión deben contar con dispositivos de relevo de presión u otros dispositivos de protección de capacidad y sensibilidad para asegurar que la MPOP de la tubería y equipo de la estación no se exceda en más de 10%.

Las líneas de venteo que liberen gas de las válvulas de relevo de presión de una estación de compresión deben prolongarse hasta un lugar donde el gas pueda descargarse sin peligro.

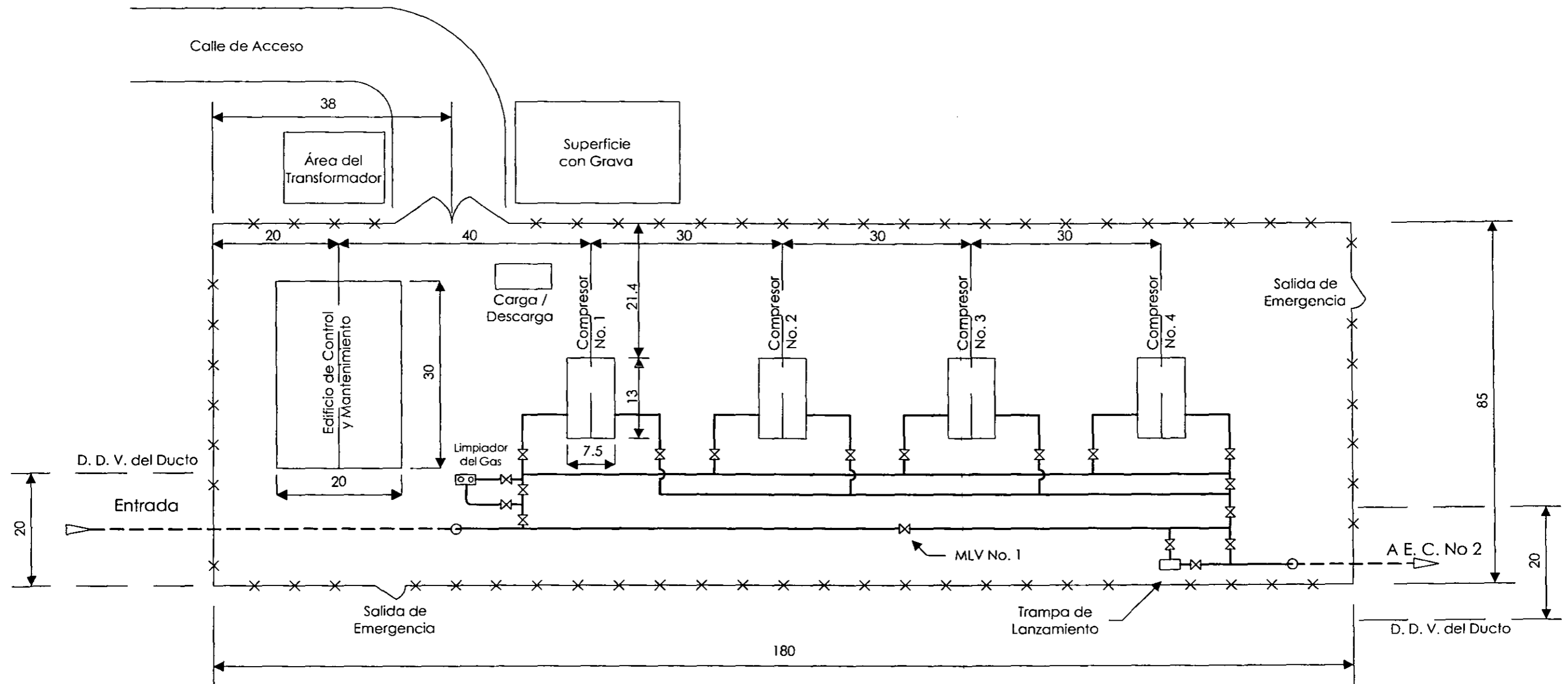
### *Equipo de seguridad adicional*

En éste equipo debe considerarse lo siguiente:

- a. Las estaciones de compresión deben tener instalaciones de protección contra incendio. Si las bombas contra incendio son parte de estas instalaciones, su operación no debe afectarse por el sistema de paro de emergencia;
- b. Las fuentes de energía en las estaciones de compresión, que no sean motores de inducción eléctrica o sincrónicos, deben contar con un dispositivo de paro automático para evitar que la velocidad del motor exceda la velocidad máxima de seguridad;
- d. Cada unidad de compresión debe tener un dispositivo de paro o alarma que opere en caso de enfriamiento o lubricación inadecuados de la unidad;
- c. Los motores de la estación de compresión que operen con inyección de gas deben contar con un dispositivo que cierre automáticamente la alimentación del combustible y ventile el múltiple de distribución al paro del motor, y
- e. Los silenciadores que los motores de gas deben tener ranuras u orificios de ventilación en los difusores de cada compartimiento para evitar que el gas quede atrapado en el silenciador.

### *Ventilación*

Los edificios de las estaciones de compresión deben estar ventilados para asegurar que el personal no esté en peligro por la acumulación de gas en los cuartos, sumideros, áticos, fosas u otros lugares cerrados.



VISTA DE PLANTA

Facultad de Ingeniería, UNAM		
Proyecto: Tesis Profesional		
Plano: Plan de Distribución de las Estaciones de Compresión		
Trazado: Juan Ricardo Sandoval Dueck		
Escala: Sin	Acolaciones: m	Fecha: julio del 2001

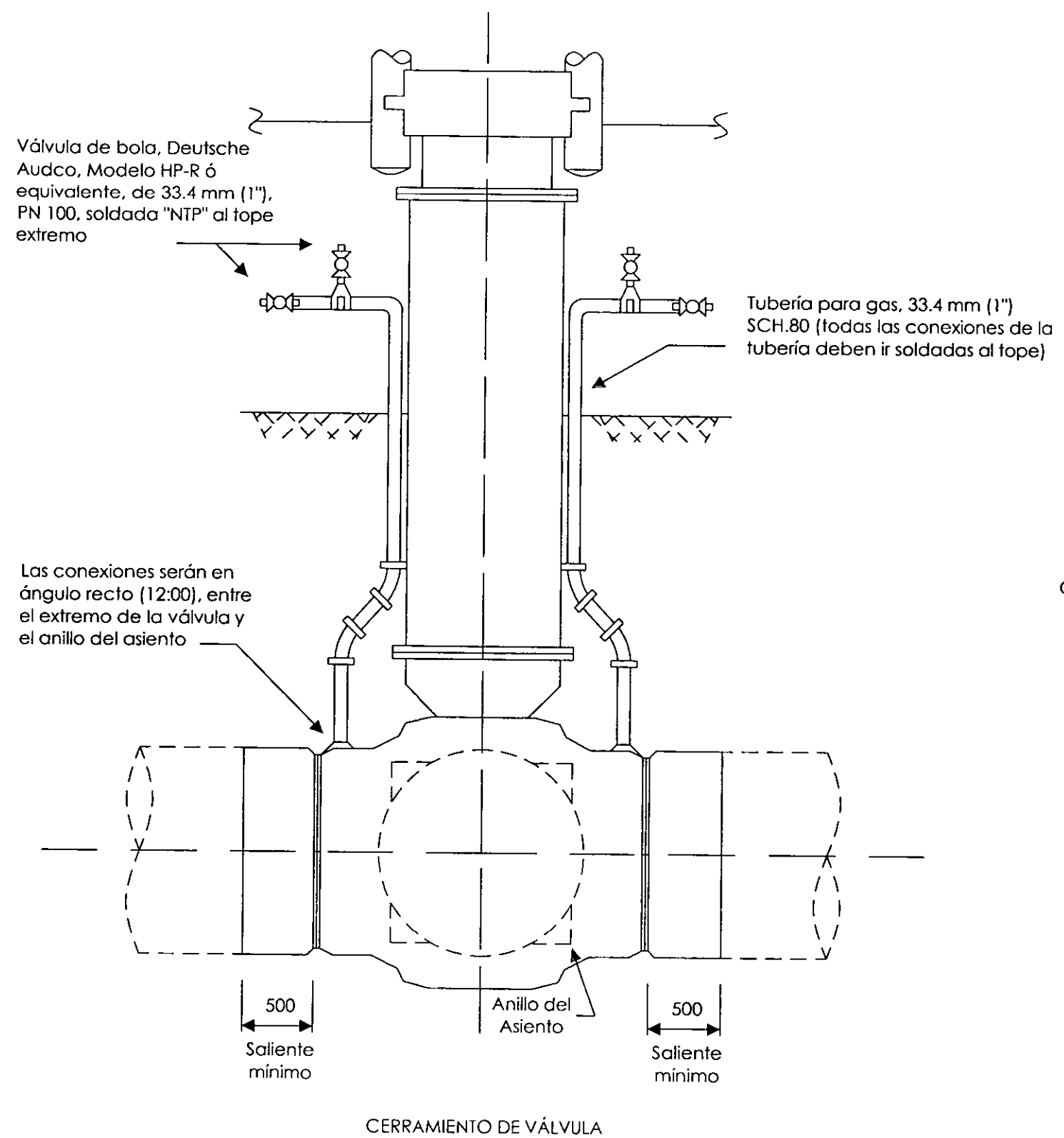
## V.3 Obras especiales

### Válvulas

Las válvulas deben satisfacer los requerimientos mínimos o equivalentes de la especificación API 6D, a excepción de aquellas de hierro fundido. Una válvula no debe utilizarse bajo condiciones de operación que superen los rangos aplicables de presión-temperatura contenidos en las especificaciones de fabricación.

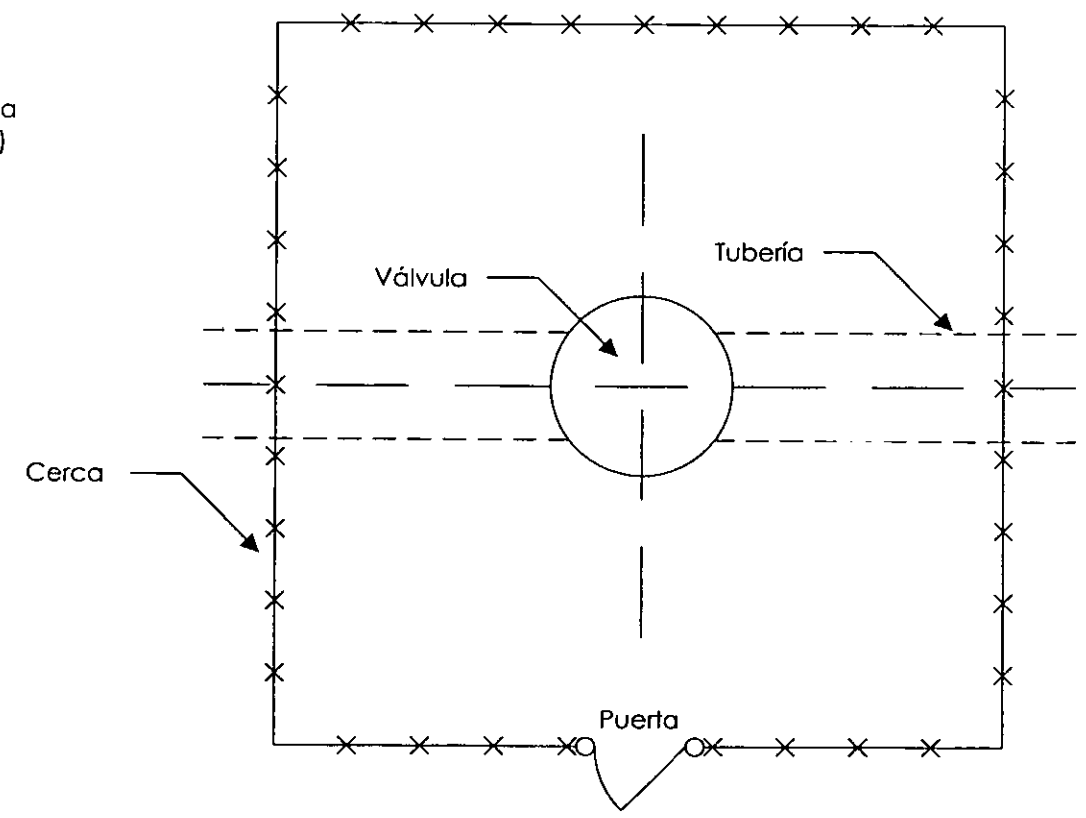
Las válvulas de hierro fundido deben cumplir con lo siguiente:

- a. Tener un rango máximo de presión de servicio para temperaturas que iguallen o excedan la temperatura máxima de servicio.
- b. Haber sido probadas durante su fabricación conforme a lo siguiente:
  - Con la válvula en la posición totalmente abierta, el cuerpo debe probarse contra fugas a una presión mínima de 1.5 veces la presión máxima de servicio;
  - Después de la prueba del cuerpo de la válvula, el asiento debe probarse a una presión mínima de 1.5 veces la máxima presión de servicio. A excepción de las válvulas unidireccionales (no-retroceso), la presión durante la prueba del asiento debe aplicarse sucesivamente en cada lado de la válvula cerrada. No debe permitirse ninguna fuga visible, y
  - Después de completar la última prueba de presión, la válvula debe operarse por todo su desplazamiento para demostrar que está libre de interferencias.
- c. Cada válvula debe cumplir con las condiciones de operación previstas en sus especificaciones de fabricación;
- d. No deben utilizarse válvulas con componentes de hierro dúctil para presiones que excedan el 80% del rango de presión para válvulas similares de acero a la misma temperatura salvo que:
  - La presión de servicio a temperatura ajustada no exceda de 6,900 kPa, y
  - No se utilice soldadura en ningún componente de hierro dúctil en la fabricación de los cuerpos de las válvulas o en su montaje.
- e. No deben utilizarse válvulas que operen a presión y que contengan partes hechas de hierro dúctil en los componentes de la tubería de gas de las estaciones de compresión.



Notas:

1. La tubería de 33.4 mm (1") debe ir apoyada por fuera de la extensión de la válvula.
2. Habrá un tapón de venteo en el extremo inferior de cada válvula de 33.4 mm (1").
3. Todas las soldaduras se inspeccionarán con método de evaluación no destructiva, según la especificación TCPL V - 1, Revisión 8.
4. Se incluirá la tubería en la prueba hidrostática de la carcasa de la válvula principal.



CERRAMIENTO TÍPICO PARA VÁLVULA

Facultad de Ingeniería, UNAM		
Proyecto: Tesis Profesional		
Plano: Detalle de válvula del ducto principal		
Trazado: Juan Ricardo Sandoval Dueck		
Escala: Sin	Acotaciones: Sin	Fecha: julio del 2001



### *Bridas y sus accesorios*

Las bridas y sus accesorios (diferentes al hierro forjado) deben cumplir los requerimientos mínimos de ASME/ANSI B16.5, MSS SP-44, o su equivalente:

Los ensambles bridados debe resistir la máxima presión a la cual operará la tubería y mantener sus propiedades físicas y químicas a cualquier temperatura a la que se prevé puedan llegar a estar sujetos en el servicio.

Las bridas o uniones bridadas en tubos de hierro forjado deben cumplir con las dimensiones, perforaciones, diseño de cara y empaquetadura que señala ASME/ANSI B16.1 y deben coincidir íntegramente con el tubo, válvula, unión o accesorio.

### *Curvas y codos*

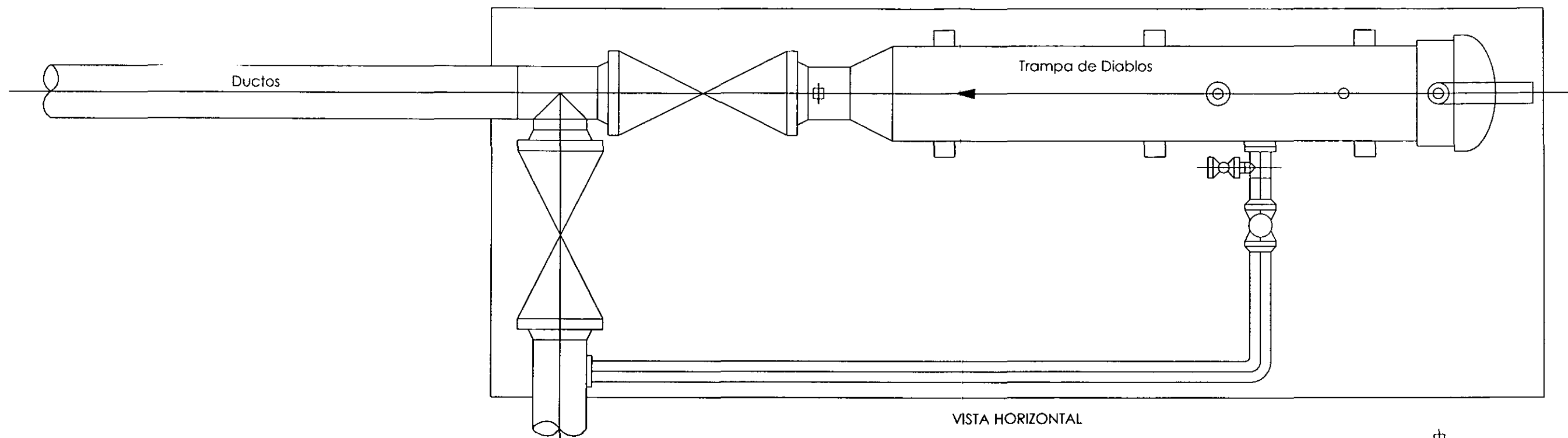
Una curvatura no debe afectar la capacidad de servicio del tubo. Las curvas de campo en tubos de acero diferentes a las corrugadas deben cumplir con lo siguiente:

- a. Para tubos mayores de 100 mm de diámetro nominal, la diferencia entre el diámetro máximo y mínimo de la sección en curva debe ser menor del 2.5% del diámetro nominal;
- b. La curvatura debe tener un contorno terso y estar libre de ondulaciones, grietas o cualquier daño mecánico, y
- c. En tubos de soldadura longitudinal, se debe tener cuidado de que la soldadura longitudinal esté tan cerca como sea posible del eje neutral de la curvatura, a menos que:
  - La curvatura se realice con un mandril curvador interno, o
  - El tubo sea de un diámetro externo de 305 mm o menor, o tenga una relación diámetro a espesor de la pared menor a 70.

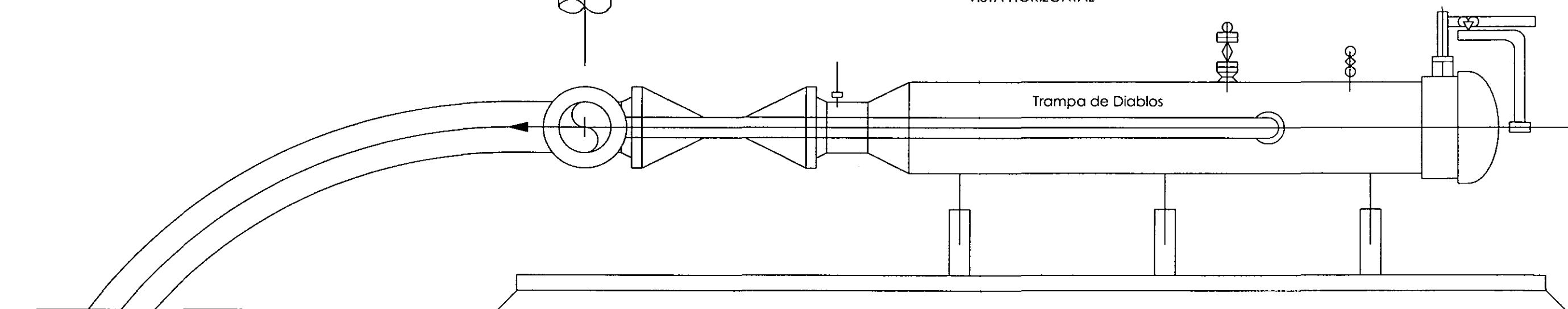
Las curvas que no sean corrugadas deben tener un perfil suave y estar libres de daños mecánicos.

### *Trampas de Diablos*

El diseño del gasoducto cubre también todos los aspectos relacionados con la protección de la integridad de todo el gasoducto. Por lo tanto, es necesario correr periódicamente diablos de limpieza instrumentados para inspeccionar la superficie interna y externa del ducto en busca de indicios de corrosión, pérdida de metal y posibles abolladuras; se ubicarán en cada estación de compresión trampas de envío y recepción de diablos de limpieza.

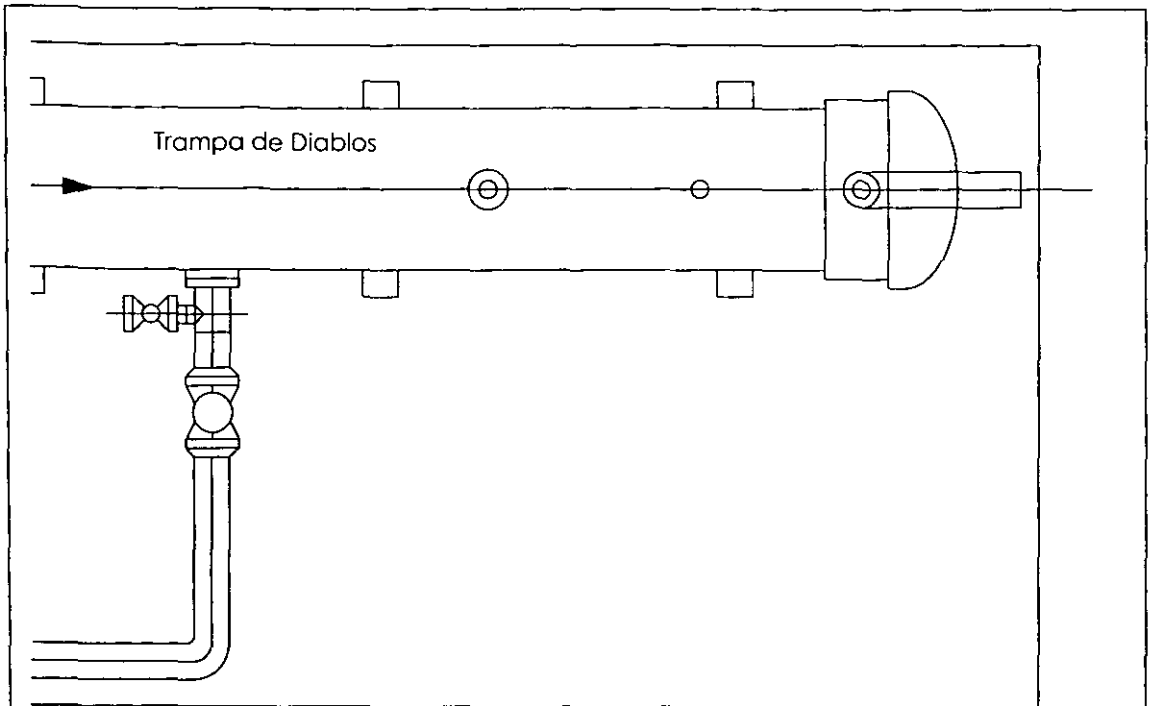


VISTA HORIZONTAL

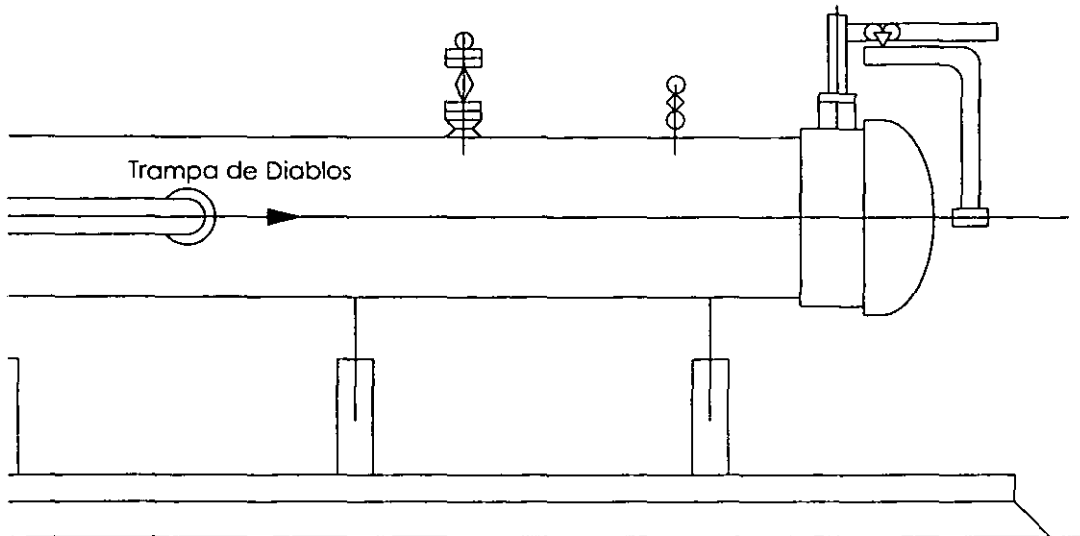


VISTA DE PERFIL

Facultad de Ingeniería, UNAM		
Proyecto: Tesis Profesional		
Plano: Instalaciones de Lanzamiento de Diablos		
Trazado: Juan Ricardo Sandoval Dueck		
Escala: Sin	Acotaciones: Sin	Fecha: julio del 2001



VISTA HORIZONTAL



VISTA DE PERFIL

<b>Facultad de Ingeniería, UNAM</b>		
Proyecto: Tesis Profesional		
Plano: Instalaciones de Recepción de Diablos		
Trazado: Juan Ricardo Sandoval Dueck		
Escala: Sin	Acotaciones: Sin	Fecha: julio del 2001

### V.4 Programa de obra

Año													<sup>2</sup>												<sup>3</sup>											
Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Actividad	Nombre de la Actividad	Programa de Obras Modificado																																			
-----------	------------------------	------------------------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

**Actividades Generales**

1	Ingeniería Preliminar																																				
2	Ingeniería Básica																																				
3	Estudios Ambientales																																				
4	Alternativas de Trazo																																				

**Proyectos 5 y 4**

5	Adquisición del Terreno y DDV																																				
6	Permisos																																				
7	Desarrollo del Plan Logístico																																				
8	Solicitar Tuberia																																				
9	Solicitar Compresores																																				
10	Producción de Tuberia																																				
11	Producción y Transporte de Compresores																																				
12	Ingeniería de Detalle																																				
12.1	Tuberia																																				
12.2	Estaciones de Compresión																																				
13	Construcción																																				
13.1	Trazo y tendido de la tubería del Proyecto 5																																				
13.2	Instalación de Estaciones de Compresión y Medición 5																																				
13.3	Accesorios del Proyecto 5																																				
13.4	Pruebas y Puesta en Marcha 5																																				
13.5	Trazo y tendido de la tubería del Proyecto 4																																				
13.6	Instalación de Estaciones de Compresión y Medición 4																																				
13.7	Accesorios del Proyecto 4																																				
13.8	Pruebas y Puesta en Marcha 4																																				

Año	Mes	3												4												5											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Actividad	Nombre de la Actividad	Programa de Berra Modificado																																			

### Proyecto 3

14	Adquisición del Terreno y DDV																																							
15	Permisos																																							
16	Desarrollo del Plan Logístico																																							
17	Solicitar Tubería																																							
18	Solicitar Compresores																																							
19	Producción de Tubería																																							
20	Producción y Transporte de Compresores																																							
21	Ingeniería de Detalle																																							
21.1	Tubería																																							
21.2	Estaciones de Compresión																																							
22	Construcción																																							
22.1	Traza y tendido de la tubería del Proyecto 3																																							
22.2	Instalación de Estaciones de Compresión y Medición 3																																							
22.3	Accesorios del Proyecto 3																																							
22.4	Pruebas y Puesta en Marcha 3																																							

### Proyecto 2

23	Adquisición del Terreno y DDV																																							
24	Permisos																																							
25	Desarrollo del Plan Logístico																																							
26	Solicitar Tubería																																							
27	Solicitar Compresores																																							
28	Producción de Tubería																																							
29	Producción y Transporte de Compresores																																							
30	Ingeniería de Detalle																																							
30.1	Tubería																																							
30.2	Estaciones de Compresión																																							
31	Construcción																																							
31.1	Traza y tendido de la tubería del Proyecto 2																																							
31.2	Instalación de Estaciones de Compresión y Medición 2																																							
31.3	Accesorios del Proyecto 2																																							
31.4	Pruebas y Puesta en Marcha 2																																							

Año		4												7												A											
Mes		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Actividad	Nombre de la Actividad	Programa de Obras Modificado																																			
-----------	------------------------	------------------------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

**Proyecto 1**

32	Adquisición del Terreno y DDV																																				
33	Permisos																																				
34	Desarrollo del Plan Logístico																																				
35	Señalar Tubería																																				
36	Solicitar Compresores																																				
37	Producción de Tubería																																				
38	Producción y Transporte de Compresores																																				
39	Ingeniería de Detalle																																				
39.1	Tubería																																				
39.2	Estaciones de Compresión																																				
40	Construcción																																				
40.1	Traza y tendido de la tubería del Proyecto 1																																				
40.2	Instalación de Estaciones de Compresión y Medición 1																																				
40.3	Accesorios del Proyecto 1																																				
40.4	Pruebas y Puesta en Marcha 1																																				

**Resumen de Proyectos**

1	Actividades Generales																																					
2	Proyecto 5																																					
3	Proyecto 4																																					
4	Proyecto 3																																					
5	Proyecto 2																																					
6	Proyecto 1																																					

ANALISIS  
FINANCIERO



## VI

## VI.1 Estimación de las inversiones

## Inversiones Generales

Actividad	Inversión (MM US\$)
Ingeniería Preliminar	8.80414
Ingeniería Básica	26.41242
Estudios Ambientales	35.21656
<b>Total</b>	<b>70.43312</b>

Tabla 18. Análisis de inversiones generales.

## Alternativa Continental

Tramo	Longitud (km)	Diámetro (in)	Inversión Específica (US\$/"xm)	Inversión (MM US\$)
<b>Troncal</b>				
Cd. Pemex – Zacapa	567	36	13.5	275.562
<b>Total</b>	<b>567</b>			<b>275.562</b>
<b>Derivaciones</b>				
Troncal – Puerto Barrios	86.5	12	47.0	48.786
Troncal – San Pedro Sula	125	8	55.0	55.000
Troncal – Guatemala	117	24	34.1	95.753
Guatemala – Puerto Quetzal	90	24	28.9	62.424
<b>Total</b>	<b>418.5</b>			<b>261.963</b>

Tabla 19. Análisis de inversión en el trazo y tendido de la tubería de la etapa 5.

Tramo	Longitud (km)	Diámetro (in)	Inversión Específica (US\$/"xm)	Inversión (MM US\$)
<b>Troncal</b>				
Zacapa – Derivación a San Salvador	161	30	21.0	101.430
<b>Total</b>	<b>161</b>			<b>101.430</b>
<b>Derivaciones</b>				
Troncal – Acajulla	54	18	37.0	35.964
<b>Total</b>	<b>54</b>			<b>35.964</b>

Tabla 20. Análisis de inversión en el trazo y tendido de la tubería de la etapa 4.

Tramo	Longitud (km)	Diámetro (in)	Inversión Específica (US\$/"xm)	Inversión (MM US\$)
<b>Troncal</b>				
Deriva. a San Salvador - Deriva. a Tegucigalpa	206	30	21.0	129.780
Deriva. a Tegucigalpa - Deriva. a Managua	243	24	27.9	162.713
Total	449			<b>292.493</b>
<b>Derivaciones</b>				
Troncal - Tegucigalpa	70	4	60.0	16.800
Troncal - Puerto Sandino	30	10	52.0	15.600
Troncal - Managua	30	10	52.0	15.600
Total	130			<b>48.000</b>

Tabla 21. Análisis de inversión en el trazo y tendido de la tubería de la etapa 3.

Tramo	Longitud (km)	Diámetro (in)	Inversión Específica (US\$/"xm)	Inversión (MM US\$)
<b>Troncal</b>				
Deriva. a Managua - Frontera con Costa Rica	145	24	27.9	97.092
Frontera de Costa Rica - Deriva. San José	200	24	28.9	138.720
Total	345			<b>235.812</b>
<b>Derivaciones</b>				
Troncal - San José	55	12	47.0	31.020
Total	55			<b>31.020</b>

Tabla 22. Análisis de inversión en el trazo y tendido de la tubería de la etapa 2.

Tramo	Longitud (km)	Diámetro (in)	Inversión Específica (US\$/"xm)	Inversión (MM US\$)
<b>Troncal</b>				
Deriva. San José - Panamá	690	24	28.9	478.584
Total	690			<b>478.584</b>

Tabla 23. Análisis de inversión en el trazo y tendido de la tubería de la etapa 1.

### Alternativa del Pacífico

Tramo	Longitud (km)	Diámetro (in)	Inversión Específica (US\$/"xm)	Inversión (MM US\$)
<b>Troncal</b>				
Acayucan - La Ventosa	210	36	13.5	102.060
La Ventosa - Escuintla	667	36	13.5	324.162
Total	877			<b>426.222</b>
<b>Derivaciones</b>				
La Ventosa - Salina Cruz	33	18	37.5	22.275
Escuintla - Puerto Quetzal	14	24	28.9	9.710
Escuintla - Guatemala	76	24	28.9	52.714
Total	123			<b>84.699</b>

Tabla 24. Análisis de inversión en el trazo y tendido de la tubería de la etapa 5.

Tramo	Longitud (km)	Diámetro (in)	Inversión Específica (US\$/"xm)	Inversión (MM US\$)
<b>Troncal</b>				
Esquintla – San Salvador	200	30	24.3	145.800
<b>Total</b>	<b>200</b>			<b>145.800</b>
<b>Derivaciones</b>				
Guatemala – Puerto Barrios	300	20	31.3	187.800
Amatillo – San Pedro Sula	125	8	55.0	55.000
Troncal – Acojutla	4	18	37.0	2.664
<b>Total</b>	<b>429</b>			<b>245.464</b>

Tabla 25. Análisis de inversión en el trazo y tendido de la tubería de la etapa 4.

Las etapas restantes permanecen con el mismo análisis realizado para la Alternativa Continental en sus secciones correspondientes a los proyectos 3, 2 y 1.

Los valores de la inversión específica fueron considerados exclusivamente por la deducción de las condiciones del terreno, en base a la cartografía utilizada y tratando, en lo posible, de instalar el ducto en zonas donde existan caminos transitables, respetando las distancias de seguridad y teniendo en cuenta además, los cruces de ríos y otros inconvenientes que pudieran presentarse en la obra, observables solamente a través de la cartografía.

#### Estaciones de compresión

Planta Compresora	Ubicación	Año	Potencia HP	Inversión Específica (US\$/HP)	Inversión (MM US\$)
Cabecera Gasoducto	Cd. Pemex o Acayucan	1	44.267	850	37.628
Guatemala	Amatillo	2	18.971	850	16.126
Nicaragua	León	3	40.058	850	34.049
Cabecera Gasoducto	Cd. Pemex o Acayucan	7	9.876	850	8.395
Guatemala	Amatillo	9	6.977	850	5.930
El Salvador	Arce	12	9.930	850	8.440
Nicaragua	León	15	3.198	850	2.718
<b>Total</b>			<b>133.877</b>		<b>113.796</b>

Tabla 26. Análisis de inversión de estaciones de compresión para el proyecto completo.

El costo de las instalaciones de compresión, con equipos instalados y en condiciones de operación se ha calculado tomando como base un precio de 850 dólares por HP instalado, para equipos montados en casetas sobre bases de concreto, con la inclusión de la instalación del Sistema de Control de Supervisión y Adquisición de Datos (SCADA), que permite la operación a larga distancia.

Año												
Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Actividad	Nombre de la Actividad	Inversiones en MM de US \$										
-----------	------------------------	----------------------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

**Actividades Generales**

1	Ingeniería Preliminar	2 200	2 200	2 200	2 200								
2	Ingeniería básica			6 603	6 603	6 603	6 603						
3	Estudios Ambientales	2 9347	2 9347	2 9347	2 9347	2 9347	2 9347	2 9347	2 9347	2 9347	2 9347	2 9347	2 9347

**Proyectos 5 y 4**

5	Adquisición del Terreno DDV y Permisos				2 048	2 1048	2 1048	2 1048	2 1048	2 1048	2 1048		
6	Ingeniería de Detalle			5 0619	5 0619	5 0619	5 0619						
7	Trazo y tendido de la tubería del Proyecto 5							9 6755	12 0943	19 3509	29 0264	38 7018	60 4716
8	Instalación de Estaciones de Compresión y Medición 5							2 9863	2 9863	2 9863	2 9863	2 9863	2 9863
9	Accesorios del Proyecto 5							1 7918	1 7918	1 7918	1 7918	1 7918	1 7918
10	Pruebas y Puesta en Marcha 5												
11	Trazo y tendido de la tubería del Proyecto 4												
12	Instalación de Estaciones de Compresión y Medición 4												
13	Accesorios del Proyecto 4												
14	Pruebas y Puesta en Marcha 4												

**Proyecto 3**

15	Adquisición de Terreno DDV y Permisos												
16	Ingeniería de Detalle												
17	Trazo y tendido de la tubería del Proyecto 3												
18	Instalación de Estaciones de Compresión y Medición 3												
19	Accesorios del Proyecto 3												
20	Pruebas y Puesta en Marcha 3												

**Proyecto 2**

21	Adquisición de Terreno DDV y Permisos												
22	Ingeniería de Detalle												
23	Trazo y tendido de la tubería del Proyecto 2												
24	Instalación de Estaciones de Compresión y Medición 2												
25	Accesorios del Proyecto 2												
26	Pruebas y Puesta en Marcha 2												

**Proyecto 1**

27	Adquisición de Terreno DDV y Permisos												
28	Ingeniería de Detalle												
29	Trazo y tendido de la tubería del Proyecto 1												
30	Instalación de Estaciones de Compresión y Medición 1												
31	Accesorios del Proyecto 1												
32	Pruebas y Puesta en Marcha 1												

Acumulado de Inversiones Mensuales	5 1357	5 1357	6 6037	18 9055	16 7045	16 7045	17 7012	21 9118	29 1684	38 8439	46 4145	68 1843
<b>Total Anual =</b>											<b>301.610915</b>	

Tabla 27. Programa de inversiones de la Alternativa Continental en el año 1.

Año													
Mes		2	3	4	5	6	7	8	9	0			

Actividad	Nombre de la Actividad	Inversiones en MM de US \$											
-----------	------------------------	----------------------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

## Actividades Generales

1	Ingeniería Preliminar												
2	Ingeniería Básica												
3	Estudios Ambientales												

## Proyectos 5 y 4

5	Adquisición de Terreno, DDV y Permisos														
6	Ingeniería de Detalle														
7	Trazo y tendido de la tubería del Proyecto 5	72 5659	72 5659	60 4716	38 7018	29 0264	19 3509	12 0943	9 6755						
8	Instalación de Estaciones de Compresión y Medición 5	2 9863	2 9863	2 9863	2 9863	2 9863	2 9863	2 9863	2 9863	2 9863	2 9863	2 9863	2 9863		
9	Accesorios del Proyecto 5	1 7918	1 7918	1 7918	1 7918	1 7918	1 7918	1 7918	1 7918	1 7918	1 7918				
10	Pruebas y Puesta en Marcha 5									5 3753	5 3753	5 3753	5 3753		
11	Trazo y tendido de la tubería del Proyecto 4									6 1827	7 3655	8 5482	24 7307	24 7307	
12	Instalación de Estaciones de Compresión y Medición 4														
13	Accesorios del Proyecto 4												0 9814	0 9814	0 9814
14	Pruebas y Puesta en Marcha 4														

## Proyecto 3

15	Adquisición del Terreno, DDV y Permisos												
16	Ingeniería de Detalle												
17	Trazo y tendido de la tubería del Proyecto 3												
18	Instalación de Estaciones de Compresión y Medición 3												
19	Accesorios del Proyecto 3												
20	Pruebas y Puesta en Marcha 3												

## Proyecto 2

21	Adquisición del Terreno, DDV y Permisos												
22	Ingeniería de Detalle												
23	Trazo y tendido de la tubería del Proyecto 2												
24	Instalación de Estaciones de Compresión y Medición 2												
25	Accesorios del Proyecto 2												
26	Pruebas y Puesta en Marcha 2												

## Proyecto 1

27	Adquisición del Terreno, DDV y Permisos												
28	Ingeniería de Detalle												
29	Trazo y tendido de la tubería del Proyecto 1												
30	Instalación de Estaciones de Compresión y Medición 1												
31	Accesorios del Proyecto 1												
32	Pruebas y Puesta en Marcha 1												

Acumulado de Inversiones Mensuales	77 3439	77 3439	65 2496	43 4798	33 6044	24 1269	16 8723	20 6362	22 5187	29 6828	34 0738	34 0738
	Total Anual = 479 2080021											

Tabla 28. Programa de inversiones de la Alternativa Continental en el año 2.

Año													
Mes													
Actividad	Nombre de la Actividad	Inversiones en MM de US \$											

## Actividades Generales

1	Ingeniería Preliminar																			
2	Ingeniería Básica																			
3	Estudios Ambientales																			

## Proyectos 5 y 4

5	Adquisición del Terreno DDV y Permisos																			
6	Ingeniería de Detalle																			
7	Trazo y tendido de la tubería del Proyecto 5																			
8	Instalación de Estaciones de Compresión y Medición 5																			
9	Accesorios del Proyecto 5																			
10	Pruebas y Puesta en Marcha 5		5 3753																	
11	Trazo y tendido de la tubería del Proyecto 4		6 5482	12 3655	6 1827															
12	Instalación de Estaciones de Compresión y Medición 4																			
13	Accesorios del Proyecto 4		0 9814	0 9814	0 9814	0 9814														
14	Pruebas y Puesta en Marcha 4																		3 4349	3 4349

## Proyecto 3

15	Adquisición de Terreno DDV y Permisos		2 3686	2 3686	2 3686															
16	Ingeniería de Detalle		5 1074	5 1074																
17	Trazo y tendido de la tubería del Proyecto 3					7 6611	15 3222	30 6444	61 2887	76 6109	61 2887	30 6444	15 3222							
18	Instalación de Estaciones de Compresión y Medición 3						3 4049	3 4049	3 4049	3 4049	3 4049	3 4049	3 4049							
19	Accesorios del Proyecto 3						1 5477	1 5477	1 5477	1 5477	1 5477	1 5477	1 5477							
20	Pruebas y Puesta en Marcha 3																			

## Proyecto 2

21	Adquisición de Terreno DDV y Permisos																		1 6364	1 6364	1 6364
22	Ingeniería de Detalle																		4 0025	4 0025	
23	Trazo y tendido de la tubería del Proyecto 2																				
24	Instalación de Estaciones de Compresión y Medición 2																				
25	Accesorios del Proyecto 2																				
26	Pruebas y Puesta en Marcha 2																				

## Proyecto 1

27	Adquisición del Terreno DDV y Permisos																				
28	Ingeniería de Detalle																				
29	Trazo y tendido de la tubería del Proyecto 1																				
30	Instalación de Estaciones de Compresión y Medición 1																				
31	Accesorios del Proyecto 1																				
32	Pruebas y Puesta en Marcha 1																				

Acumulado de Inversiones Mensuales		24 9049	20 8228	14 6401	3 3500	7 6611	23 7097	39 0318	66 2414	81 5636	71 8802	41 2359	21 912
Total Anual =											416 9526585		

Tabla 29. Programa de inversiones de la Alternativa Continental en el año 3.

Año		4											
Mes		2	1	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Actividad	Nombre de la Actividad	Inversiones en MM de US \$											

## Actividades Generales

1	Ingeniería Preliminar												
2	Ingeniería Básica												
3	Estudios Ambientales												

## Proyectos 5 y 4

5	Adquisición del Terreno, DDV y Permisos												
6	Ingeniería de Detalle												
7	Trazo y tendido de la tubería del Proyecto 5												
8	Instalación de Estaciones de Compresión y Medición 5												
9	Accesorios del Proyecto 5												
10	Pruebas y Puesta en Marcha 5												
11	Trazo y tendido de la tubería del Proyecto 4												
12	Instalación de Estaciones de Compresión y Medición 4												
13	Accesorios del Proyecto 4												
14	Pruebas y Puesta en Marcha 4												

## Proyecto 3

15	Adquisición del Terreno, DDV y Permisos												
16	Ingeniería de Detalle												
17	Trazo y tendido de la tubería del Proyecto 3	7 661 <sup>1</sup>											
18	Instalación de Estaciones de Compresión y Medición 3	3 4049	3 4049	3 4049									
19	Accesorios del Proyecto 3	1 5477	1 5477	1 5477	1 5477								
20	Pruebas y Puesta en Marcha 3			5 6749	5 6749	5 6749							

## Proyecto 2

21	Adquisición del Terreno, DDV y Permisos												
22	Ingeniería de Detalle												
23	Trazo y tendido de la tubería del Proyecto 2	36 0223	48 0298	72 0446	48 0298	36 0223							
24	Instalación de Estaciones de Compresión y Medición 2												
25	Accesorios del Proyecto 2		1 9059	1 9059	1 9059	1 9059	1 9059	1 9059	1 9059	1 9059			
26	Pruebas y Puesta en Marcha 2									6 6708	6 6708		

## Proyecto 1

27	Adquisición del Terreno, DDV y Permisos										2 1170	2 1170	2 1170
28	Ingeniería de Detalle										4 7858	4 7858	4 7858
29	Trazo y tendido de la tubería del Proyecto 1												
30	Instalación de Estaciones de Compresión y Medición 1												
31	Accesorios del Proyecto 1												
32	Pruebas y Puesta en Marcha 1												
Acumulado de Inversiones Mensuales		48 6360	54 8883	84 5781	57 1583	43 6031	1 9059	1 9059	8 5767	6 6708	6 9028	6 9028	6 9028
											Total Anual = 328.6318343		

Tabla 30. Programa de inversiones de la Alternativa Continental en el año 4.

Año		5											
Mes		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Actividad	Nombre de la Actividad	Inversiones en MM de US \$											

**Actividades Generales**

1	Ingeniería Preliminar												
2	Ingeniería Básica												
3	Estudios Ambientales												

**Proyectos 5 y 4**

5	Adquisición del Terreno DDV y Permisos												
6	Ingeniería de Detalle												
7	Trazo y tendido de la tubería del Proyecto 5												
8	Instalación de Estaciones de Compresión y Medición 5												
9	Accesorios del Proyecto 5												
10	Pruebas y Puesta en Marcha 5												
11	Trazo y tendido de la tubería del Proyecto 4												
12	Instalación de Estaciones de Compresión y Medición 4												
13	Accesorios del Proyecto 4												
14	Pruebas y Puesta en Marcha 4												

**Proyecto 3**

15	Adquisición del Terreno DDV y Permisos												
16	Ingeniería de Detalle												
17	Trazo y tendido de la tubería del Proyecto 3												
18	Instalación de Estaciones de Compresión y Medición 3												
19	Accesorios del Proyecto 3												
20	Pruebas y Puesta en Marcha 3												

**Proyecto 2**

21	Adquisición del Terreno DDV y Permisos												
22	Ingeniería de Detalle												
23	Trazo y tendido de la tubería del Proyecto 2												
24	Instalación de Estaciones de Compresión y Medición 2												
25	Accesorios del Proyecto 2												
26	Pruebas y Puesta en Marcha 2												

**Proyecto 1**

27	Adquisición del Terreno DDV y Permisos	6 351 5											
28	Ingeniería de Detalle												
29	Trazo y tendido de la tubería del Proyecto 1	10 768 1	21 536 3	43 072 6	86 145 1	107 681 1	166 145 1	215 363 3	283 726 6	352 091 1	420 451 1	488 911 1	557 371 1
30	Instalación de Estaciones de Compresión y Medición 1												
31	Accesorios del Proyecto 1		1 994 1	1 994 1	1 994 1	1 994 1	1 994 1	1 994 1	1 994 1	1 994 1	1 994 1	1 994 1	1 994 1
32	Pruebas y Puesta en Marcha 1												
Acumulada de Inversiones Mensuales		6 351 5	10 768 1	23 530 4	45 066 7	88 139 2	109 676 6	166 139 2	215 066 7	283 530 4	352 091 1	420 451 1	488 911 1
												<b>Total Anual =</b>	<b>457 018 05</b>

Tabla 31. Programa de inversiones de la Alternativa Continental en el año 5.



Año		6											
Mes		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Actividad	Nombre de la Actividad	Inversiones en MM de US \$											

## Actividades Generales

1	Ingeniería Preliminar												
2	Ingeniería Básica												
3	Estudios Ambientales												

## Proyectos 5 y 4

5	Adquisición del Terreno, DDV y Permisos												
6	Ingeniería de Detalle												
7	Trazo y tendido de la tubería del Proyecto 5												
8	Instalación de Estaciones de Compresión y Medición 5												
9	Accesorios del Proyecto 5												
10	Pruebas y Puesta en Marcha 5												
11	Trazo y tendido de la tubería del Proyecto 4												
12	Instalación de Estaciones de Compresión y Medición 4												
13	Accesorios del Proyecto 4												
14	Pruebas y Puesta en Marcha 4												

## Proyecto 3

15	Adquisición del Terreno, DDV y Permisos												
16	Ingeniería de Detalle												
17	Trazo y tendido de la tubería de Proyecto 3												
18	Instalación de Estaciones de Compresión y Medición 3												
19	Accesorios del Proyecto 3												
20	Pruebas y Puesta en Marcha 3												

## Proyecto 2

21	Adquisición del Terreno, DDV y Permisos												
22	Ingeniería de Detalle												
23	Trazo y tendido de la tubería de Proyecto 2												
24	Instalación de Estaciones de Compresión y Medición 2												
25	Accesorios del Proyecto 2												
26	Pruebas y Puesta en Marcha 2												

## Proyecto 1

27	Adquisición del Terreno, DDV y Permisos													
28	Ingeniería de Detalle													
29	Trazo y tendido de la tubería del Proyecto 1													
30	Instalación de Estaciones de Compresión y Medición 1													
31	Accesorios del Proyecto 1	1 9941	1 9941											
32	Pruebas y Puesta en Marcha 1	7 9764	7 9764	7 9764										
Acumulado de Inversiones Mensuales		9 9705	9 9705	7 9764	0 0000	0 0000	0 0000	0 0000	0 0000	0 0000	0 0000	0 0000	0 0000	
												Total Anual =		27 9174

Tabla 32 Programa de inversiones de la Alternativa Continental en el año 6.

## VI.2 Definición de la estructura financiera del proyecto

De acuerdo a lo mencionado en los antecedentes, el proyecto se puede efectuar por inversiones privadas mediante un esquema de transporte de gas.

En este esquema el transportista cobra una tarifa para recuperar su inversión con un rendimiento preestablecido.

Se buscarán fuentes de financiamiento para minimizar el capital de los inversionistas y reducir la tarifa de transporte.

Los permisionarios deberán calcular sus tarifas iniciales y los ajustes correspondientes de conformidad con las metodologías expedidas por la Comisión.

La metodología permitirá la existencia de distintas tarifas para cada tipo de cliente y servicio, siempre y cuando éstas no sean indebidamente discriminatorias ni estén condicionadas a la prestación de otros servicios.

Las tarifas calculadas por los permisionarios deberán presentarse ante la Comisión para su autorización como tarifas máximas.

Las partes podrán pactar libremente tarifas diferentes a las máximas, siempre y cuando las tarifas acordadas no sean menores al costo de proveer el servicio.

Para reconocer los efectos inflacionarios, los permisionarios podrán ajustar periódicamente sus tarifas máximas iniciales de acuerdo a la metodología expedida por la Comisión.

La Comisión podrá incluir un factor de ajuste que promueva una mayor eficiencia del permisionario en la prestación de sus servicios a favor de los usuarios.

Este mecanismo de regulación otorga al permisionario la suficiente flexibilidad para ofrecer tarifas competitivas de acuerdo a las condiciones del mercado y a las condiciones específicas de cada cliente.

### Proyectos 5 y 4

País	Entrada	Distancia km	Año															
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
México	Cd. Pamez	4088.5	24017.5	26641.5	29658.0	33130.3	37132.5	41751.0	47087.2	53259.9	60407.9	68694.7	78311.6	89483.9	102475.9	117598.8	135219.0	155767.6
Salidas																		
Guatemala	Puerto Barrios	557.5	2168.7	2589.3	3091.4	3690.9	4406.6	5261.2	6281.5	7499.6	8954.3	10690.3	12763.5	15238.6	18193.7	21721.9	25934.3	30963.6
Guatemala	Guatemala	684.0	2168.7	2589.3	3091.4	3690.9	4406.6	5261.2	6281.5	7499.6	8954.3	10690.3	12763.5	15238.6	18193.7	21721.9	25934.3	30963.6
Guatemala	Puerto Quetzal	774.0	1084.4	1294.6	1545.7	1845.4	2203.3	2630.6	3140.7	3749.8	4477.0	5345.7	6381.7	7699.3	9096.9	10861.0	12967.7	15487.8
Honduras	San Pedro Sula	596.0	6954.9	7050.8	7148.1	7246.7	7346.7	7448.0	7550.7	7654.9	7760.5	7867.5	7976.1	8086.1	8197.6	8310.7	8425.4	8541.6
El Salvador	San Salvador	728.0	8148.6	9182.2	10347.0	11659.3	13128.4	14650.0	16283.0	18099.2	21183.3	23870.9	26898.9	30310.9	34155.8	38488.3	43370.5	48877.9
El Salvador	Acajutla	749.0	3492.3	3935.2	4434.4	4996.9	5630.8	6345.0	7149.8	8056.8	9078.8	10220.4	11528.1	12990.4	14638.2	16495.0	18587.3	20945.1

### Proyecto 3

País	Entrada	Distancia km	Año															
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
El Salvador	San Salvador	1172.0	18458.3	19153.5	19888.6	20666.1	21488.9	22360.0	23282.6	24260.1	25296.2	26394.7	27559.9	28796.1	30108.3	31501.3	32980.8	34552.4
Salidas																		
Honduras	Tecucigalpa	276.0	10432.3	10576.2	10722.1	10870.0	11020.0	11172.0	11326.1	11482.4	11640.7	11801.3	11964.1	12129.2	12296.5	12466.1	12638.1	12812.4
Nicaragua	Puerto Sandino	417.0	3210.4	3430.9	3666.6	3918.4	4187.6	4475.2	4782.6	5111.1	5462.2	5837.3	6238.3	6666.8	7124.7	7614.1	8137.1	8696.0
Nicaragua	Managua	479.0	4815.6	5146.4	5499.9	5877.6	6281.4	6712.8	7173.9	7666.6	8193.3	8756.0	9357.4	10000.2	10687.1	11421.1	12205.6	13044.0

### Proyecto 2

País	Entrada	Distancia km	Año															
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Nicaragua	Derivación a Managua	400.0	4676.7	5096.4	5553.7	6052.1	6595.2	7187.0	7831.9	8534.7	9300.6	10135.2	11044.7	12035.8	13115.8	14292.8	15575.3	16973.0
Salidas																		
Costa Rica	San José	400.0	4676.7	5096.4	5553.7	6052.1	6595.2	7187.0	7831.9	8534.7	9300.6	10135.2	11044.7	12035.8	13115.8	14292.8	15575.3	16973.0

### Proyecto 1

País	Entrada	Distancia km	Año															
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Costa Rica	Derivación a San José	690.0	12027.5	13050.3	14160.0	15364.0	16670.5	18088.0	19626.1	21294.9	23105.7	25070.4	27202.2	29515.3	32025.1	34748.3	37703.0	40909.0
Salidas																		
Panamá	Panamá	690.0	12027.5	13050.3	14160.0	15364.0	16670.5	18088.0	19626.1	21294.9	23105.7	25070.4	27202.2	29515.3	32025.1	34748.3	37703.0	40909.0

Nota: Montos en M' de MM8'U

Tabla 33. Demanda calendarizada de la Alternativa Continental.

### VI.3 Cálculo de la tarifa de transporte

	Año															
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	Montos en MM de US \$															
Act. Generales		70 4331														
Proyectos 5 y 4		231 1778	479 2060	53 2669				4 1975	4 1975	5 9300			4 2201	4 2201		
Proyecto 3				350 2716	4 0913											2 7 80
Proyecto 2				12 9142	266 8370											
Proyecto 1					20 7095	457 0181	27 9174									
<b>Total</b>		<b>301 6109</b>	<b>479 2060</b>	<b>416 9527</b>	<b>328 6318</b>	<b>457 0181</b>	<b>27 9174</b>	<b>4 1975</b>	<b>4 1975</b>	<b>5 9300</b>	<b>0 0000</b>	<b>0 0000</b>	<b>4 2201</b>	<b>4 2201</b>	<b>0 0000</b>	<b>2 7180</b>

Tabla 34. Inversiones de la Alternativa Continental.

	Año															
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	Montos en MM de US \$															
Proyectos 5 y 4		0 0000	3 7627	11 2860	11 2860	11 2860	11 2860	11 3300	11 4140	11 4717	5145	11 5745	11 6167	11 710	11 7433	1 7433
Proyecto 3		0 0000	0 0000	0 0000	1 7876	7 1504	7 1504	7 1504	7 1504	7 1504	7 1504	7 1504	7 1504	7 1504	7 1504	7 1594
Proyecto 2		0 0000	0 0000	0 0000	0 8450	5 0698	5 0698	5 0698	5 0698	5 0698	5 0698	5 0698	5 0698	5 0698	5 0698	5 0698
Proyecto 1		0 0000	0 0000	0 0000	0 0000	0 0000	2 2733	9 0931	9 0931	9 0931	9 0931	9 0931	9 0931	9 0931	9 0931	9 0931
<b>Total</b>		<b>0 0000</b>	<b>3 7627</b>	<b>11 2860</b>	<b>13 9206</b>	<b>23 5082</b>	<b>25 7015</b>	<b>32 6433</b>	<b>32 7272</b>	<b>32 7809</b>	<b>32 8878</b>	<b>32 8878</b>	<b>32 9300</b>	<b>33 0144</b>	<b>33 0566</b>	<b>33 0656</b>

Tabla 35. Gastos de operación y mantenimiento de la Alternativa Continental.

	Año															
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
	Montos en MM de US \$															
Inversiones		301 6109	479 2060	416 9527	328 6318	457 0181	27 9174	4 1975	4 1975	5 9300	0 0000	0 0000	4 2201	4 2201	0 0000	2 7180
Gastos de Op. y M.		0 0000	3 7627	11 2860	13 9206	23 5082	25 7815	32 6433	32 7272	32 7889	32 8878	32 8878	32 9300	33 0144	33 0566	33 0656
<b>Total</b>		<b>301 6109</b>	<b>482 9707</b>	<b>428 2407</b>	<b>342 5524</b>	<b>480 5262</b>	<b>53 6989</b>	<b>36 8408</b>	<b>36 9247</b>	<b>38 7189</b>	<b>32 8878</b>	<b>32 8878</b>	<b>37 1501</b>	<b>37 2345</b>	<b>33 0566</b>	<b>35 7836</b>

Tabla 36. Inversiones Totales de la Alternativa Continental

### Proyectos 5 y 4

País	Ingresos	Distancia km	Año															
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Guatemala	Puerto Barrios	557.5	3.27	3.90	4.66	5.57	6.65	7.93	9.47	11.31	13.55	16.12	19.25	22.98	27.44	32.76	39.11	46.69
Guatemala	Guatemala	684.0	4.01	4.79	5.72	6.83	8.15	9.73	11.62	13.85	16.51	19.78	23.61	28.19	33.66	40.19	47.98	57.29
Guatemala	Puerto Quetzal	774.0	2.77	2.71	3.24	3.84	4.61	5.55	6.58	7.85	9.41	11.19	13.36	15.95	19.04	22.74	27.15	32.41
Honduras	San Pedro Sula	596.0	1.21	11.37	11.52	11.65	11.84	12.07	12.12	12.34	2.51	12.66	12.86	13.04	13.22	13.40	13.58	13.77
El Salvador	San Salvador	728.0	16.05	18.03	20.37	22.96	25.87	29.15	32.81	37.02	41.71	47.01	52.97	59.69	67.26	75.79	85.40	96.24
El Salvador	Acajutla	749.0	7.09	7.97	8.96	10.07	11.41	12.95	14.69	16.62	18.75	21.03	23.56	26.32	29.66	33.42	37.66	42.43
<b>Total</b>			<b>43.89</b>	<b>48.83</b>	<b>54.50</b>	<b>61.02</b>	<b>68.53</b>	<b>77.19</b>	<b>87.18</b>	<b>98.72</b>	<b>112.06</b>	<b>127.50</b>	<b>145.40</b>	<b>166.16</b>	<b>190.27</b>	<b>218.79</b>	<b>250.88</b>	<b>288.83</b>

### Proyecto 3

País	Entrada	Distancia km	Año															
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Honduras	Tenquigatpa	276.0	7.79	7.90	8.00	8.11	8.23	8.34	8.46	8.57	8.69	8.81	8.93	9.05	9.18	9.31	9.43	9.57
Nicaragua	Puerto Sandino	417.0	3.62	3.87	4.14	4.42	4.72	5.05	5.39	5.76	6.16	6.58	7.04	7.52	8.04	8.59	9.16	9.81
Nicaragua	Managua	479.0	6.24	6.67	7.13	7.62	8.14	8.70	9.29	9.93	10.62	11.34	12.12	12.96	13.85	14.80	15.81	16.90
<b>Total</b>			<b>17.65</b>	<b>18.43</b>	<b>19.27</b>	<b>20.15</b>	<b>21.09</b>	<b>22.09</b>	<b>23.14</b>	<b>24.27</b>	<b>25.47</b>	<b>26.74</b>	<b>28.09</b>	<b>29.53</b>	<b>31.06</b>	<b>32.69</b>	<b>34.43</b>	<b>36.27</b>

### Proyecto 2

País	Entrada	Distancia km	Año															
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Costa Rica	San José	400.0	5.06	5.51	6.01	6.55	7.14	7.76	8.47	9.23	10.06	10.97	11.95	13.02	14.19	15.46	16.85	18.36
<b>Total</b>			<b>5.06</b>	<b>5.51</b>	<b>6.01</b>	<b>6.55</b>	<b>7.14</b>	<b>7.76</b>	<b>8.47</b>	<b>9.23</b>	<b>10.06</b>	<b>10.97</b>	<b>11.95</b>	<b>13.02</b>	<b>14.19</b>	<b>15.46</b>	<b>16.85</b>	<b>18.36</b>

### Proyecto 1

País	Entrada	Distancia km	Año															
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Panamá	Panamá	690.0	22.45	24.36	26.43	28.67	31.11	33.76	36.63	39.74	43.12	46.79	50.77	55.09	59.77	64.85	70.37	76.35
<b>Total</b>			<b>22.45</b>	<b>24.36</b>	<b>26.43</b>	<b>28.67</b>	<b>31.11</b>	<b>33.76</b>	<b>36.63</b>	<b>39.74</b>	<b>43.12</b>	<b>46.79</b>	<b>50.77</b>	<b>55.09</b>	<b>59.77</b>	<b>64.85</b>	<b>70.37</b>	<b>76.35</b>

Tarifa de transporte en centavos de US \$/MM BTU/km

Tabla 37. Análisis general de ingresos por demanda en la Alternativa Continental.

## Actividades Generales

Concepto	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingresos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Egresos / Inversiones	0.00	70.43	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Flujo Neto	0.00	-70.43	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

## Proyectos 5 y 4

Concepto	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingresos	0.00	4.07	54.50	61.02	68.53	77.19	87.18	98.72	112.06	127.50	145.40	166.16	190.27	218.29	250.88	288.83
Egresos / Inversiones	0.00	23.18	-492.97	-64.55	-11.29	-11.29	-11.29	-15.53	-15.61	-17.41	-11.57	-11.57	-5.84	-15.92	-11.74	-1.74
Flujo Neto	0.00	-27.11	-428.47	-3.53	57.25	65.90	75.89	83.19	96.45	110.10	133.83	154.59	174.43	202.37	239.14	277.09

## Proyecto 3

Concepto	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingresos	0.00	0.00	0.00	5.94	21.09	22.09	23.14	24.27	25.47	26.74	28.09	29.53	31.06	32.69	34.43	36.27
Egresos / Inversiones	0.00	0.00	0.00	-350.77	-42.58	7.15	-7.15	-7.15	-7.15	-7.15	-7.15	-7.15	-7.15	-7.15	-7.15	-9.88
Flujo Neto	0.00	0.00	0.00	-344.83	-21.49	29.24	15.99	17.12	18.32	19.59	20.94	22.38	23.91	25.54	27.28	26.40

## Proyecto 2

Concepto	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingresos	0.00	0.00	0.00	0.00	4.16	7.78	8.47	9.23	10.06	10.97	11.95	13.02	14.19	15.46	16.85	18.36
Egresos / Inversiones	0.00	0.00	0.00	-12.91	-26.66	-5.07	-5.07	-5.07	-5.07	-5.07	-5.07	-5.07	-5.07	-5.07	-5.07	-5.07
Flujo Neto	0.00	0.00	0.00	-12.91	-22.50	2.71	3.40	4.16	4.99	5.90	6.88	7.95	9.12	10.39	11.78	13.29

## Proyecto 1

Concepto	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingresos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.07	36.63	39.74	43.12	46.79	50.77	55.09	59.77	64.85	70.37	76.35
Egresos / Inversiones	0.00	0.00	0.00	0.00	20.71	-457.02	20.19	7.09	9.07	9.09	-9.09	-9.09	-9.09	-9.09	-9.09	-9.09
Flujo Neto	0.00	0.00	0.00	0.00	-20.71	-452.95	6.44	33.65	34.03	37.70	41.68	45.99	50.68	55.76	61.27	67.26

## Total

Concepto	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingresos	0.00	4.07	54.50	66.54	93.78	121.12	155.43	171.96	190.71	212.00	236.71	263.00	295.29	331.30	372.53	419.82
Egresos / Inversiones	0.00	30.61	-492.97	-428.24	-342.55	-480.53	53.70	36.84	36.92	-38.72	-32.69	-32.69	-37.15	-37.23	-33.06	-35.78
Flujo Neto	0.00	-29.54	-428.47	-362.78	-248.77	-359.41	101.73	135.12	153.79	173.28	203.33	230.92	258.14	294.06	339.47	384.04
Valor Residual	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3200.30
Flujo Neto Total	0.00	-29.54	-428.47	-362.78	-248.77	-359.41	101.73	135.12	153.79	173.28	203.33	230.92	258.14	294.06	339.47	3584.33

Tasa de descuento 

Flujos Netos Descontados	0.00	-265.66	-341.57	-257.79	-158.10	-203.94	51.54	61.12	62.11	62.49	65.47	66.38	66.26	67.39	69.46	654.84
--------------------------	------	---------	---------	---------	---------	---------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	--------

rPN 

Tabla 38. Análisis de flujos de la Alternativa Continental.

## Proyectos 5 y 4

País	Tariffas	Distancia (km)	US\$/MMBTU
Guatemala	Puerto Barrios	557.5	1 507965287
Guatemala	Guatemala	684.0	1 850131402
Guatemala	Puerto Quetzal	714.0	2 093569744
Honduras	San Pedro Sula	996.0	1 6121028
El Salvador	San Salvador	118.0	1 969145703
El Salvador	Acajuapa	749.0	2 025947982

## Proyecto 3

País	Entrada	Distancia (km)	US\$/MMBTU	Tarifa Anterior (Cd. Pemex a San Salvador)	TARIFA TOTAL
Honduras	Tegucigalpa	276.0	3 74654425	1 969145703	2 715689952
Nicaragua	Puerto Sandino	417.0	1 127930986	1 969145703	3 097076689
Nicaragua	Managua	479.0	2 95632955	1 969145703	3 264778658

## Proyecto 2

País	Entrada	Distancia (km)	US\$/MMBTU	Tarifa Anterior (San Salvador a Managua)	TARIFA TOTAL
Costa Rica	San José	400.0	3 1948199	3 264778658	4 346726846

## Proyecto 1

País	Entrada	Distancia (km)	US\$/MMBTU	Tarifa Anterior (Derivación a Managua a San José)	TARIFA TOTAL
Panamá	Panamá	690.0	1 866360625	4 346726846	6 213087471

Tabla 39. Tarifas de transporte.

0020050200



## CONCLUSIONES

El consumo mundial de energía primaria ha evolucionado en paralelo a la dinámica de la economía, pero se ha ido modificando la participación de las diversas formas de energía primaria. Específicamente por razones económicas y de índole ambiental, la participación de los combustibles fósiles ha disminuido en favor de otras fuentes. Sobresale la tendencia a un mayor consumo de gas natural, ya que éste se ha convertido en la tercera fuente de energía primaria en el ámbito mundial por su rápida expansión en disponibilidad y usos.

Debido a la modernización de los procesos productivos y del incremento en la competitividad de las empresas, el proceso industrial se encuentra en un momento en el que para mantener su desarrollo requiere de una explotación cada vez más intensa de los recursos naturales del planeta. El gas natural, comparado con el carbón y el petróleo (comúnmente utilizados por el sector de energía y la industria), resulta más benéfico y apropiado para responder a la gran preocupación mundial de reducir el nivel de óxidos de nitrógeno, generados en la utilización de combustibles fósiles.

	Partículas suspendidas totales PST [kg/t]	Bióxido de azufre SO <sub>2</sub> [kg/t]	Óxidos de nitrógeno No. [kg/t]	Hidrocarburos no quemados HC [kg/t]	Monóxido de carbono CO [kg/t]	Bióxido de carbono CO <sub>2</sub> [tC/TJ]
<b>Generación de electricidad</b>						
Gas natural	0.29	1.00	11.50	0.02	0.32	15.30
Carbón	20.00	3.80	9.00	0.15	0.50	25.80
Diesel	2.13	2.01	7.50	0.41	0.59	20.20
Fuel oil	1.04	1.99	13.20	0.13	0.66	21.20
<b>Consumo en la industria</b>						
Gas natural	0.34	1.00	3.60	0.06	0.32	15.30
Gas licuado	0.38	0.00	2.60	0.07	0.35	17.20
Fuel oil	2.87	1.90	7.50	0.37	0.52	21.10

Nota: [kg/t] → kilogramos por tonelada de combustible.

[tC/TJ] → toneladas de carbono por Tera Joule.

Tabla 40. Factores de emisión por tipo de combustible.

El gas natural ocupa un lugar estratégico debido a su mayor eficiencia respecto a otros combustibles y combustión más limpia.

Combustible	Poder Calorífico
Búnker	9.963.4 kcal/litro
Diesel	9.244.4 kcal/litro
Carbón	5.818.1 kcal/litro
Gas Natural	8.450.6 kcal/litro

Tabla 41. Comparación del poder calorífico de los combustibles alternativos con el gas natural.

El crecimiento en la demanda de gas natural, además de implicaciones de índole tecnológica, trae consigo un cambio en la estructura de su mercado. Un ejemplo palpable es el desarrollo en la tecnología de ciclo combinado que en los últimos años ha sido un factor decisivo para la expansión del uso de gas natural en la generación de electricidad. Las plantas con esta tecnología, por su mayor eficiencia y menores costos de operación y mantenimiento, han pasado a sustituir a las plantas convencionales de carbón.

La alta penetración del gas natural para generar electricidad se debe al perfeccionamiento en la tecnología de turbinas de gas, las cuales tienen menores costos de capital, son confiables y rápidas de construir. Se trata de una atractiva opción para el mercado de electricidad que, además de abrirse a una oferta competitiva, se constituye en una fuerza real para continuar impulsando el cambio estructural en los mercados de electricidad y gas natural.

Por estas razones, la implementación de un sistema que distribuya el energético a lo largo del Istmo podría satisfacer las crecientes necesidades de la región logrando sustituir los actuales métodos de combustión y beneficiando indudablemente a nuestro país como proveedor del servicio.

En Centro y Sudamérica se espera que continúe la gran actividad en el desarrollo de infraestructura necesaria para ofrecer el gas natural a consumidores industriales y para la generación de electricidad. En esta región, la demanda de gas natural crecería a una tasa de 6.5 % anual. En especial, de Brasil se espera un dinámico crecimiento.

Además, estos países buscarán diversificar sus fuentes de generación de electricidad, pues, si bien las hidroeléctricas han predominado en la región, el rápido crecimiento de la demanda y la escasez periódica de agua han ocasionado un déficit en la generación de

energía. Por ello, el gas natural resulta ser una alternativa atractiva para sustituir el carbón y combustóleo en las plantas termoeléctricas.

En México, se ha creado un clima propicio para que compañías nacionales y extranjeras hagan inversiones en proyectos de generación de energía eléctrica, distribución, transporte y almacenamiento de gas natural. De esta manera, se fortalece la capacidad competitiva de la industria mexicana ampliando la infraestructura para un mejor abastecimiento al consumidor final, en este caso, Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá.

El análisis técnico presentado para determinar la factibilidad del proyecto nos proporciona los elementos necesarios para determinar las alternativas de trazo de acuerdo con la topografía así como las reservas y parques protegidos, del mismo modo se indican las longitudes y diámetros correspondientes a las secciones de tubería que cuentan con las características hidráulicas necesarias para transportar fluidos a presión.

A diferencia del petróleo, no existe un mercado mundial que determine el precio del gas natural. La principal razón de ello es que los mercados están regionalizados, debido a las distancias geográficas y a los altos costos de transporte. Esta regionalización responde al proceso de globalización de la economía mundial que busca la competitividad. Por ello, la prioridad para muchos países en la actualidad es formar mercados regionales.

Los precios del gas natural se caracterizan por registrar un comportamiento estacional, traducido en precios altos en invierno y bajos en verano. Esta estacionalidad en el ámbito mundial ha marcado una tendencia a utilizar mercados financieros que permitan, mediante contratos de cobertura, reducir los riesgos derivados de las fluctuaciones.

El 15 de marzo de 1998 se publicó la *Directiva sobre la determinación de precios y tarifas para la regulación de actividades en materia de gas natural*, la cual establece que para la determinación del precio máximo de venta de primera mano se utilizará como marco de referencia internacional el del sur de Texas, denominado Houston Ship Channel (HSCCH). También indica que el factor de ajuste por transporte en México serán las tarifas máximas de transporte autorizadas a Pemex.

En esta forma, el precio máximo que la paraestatal puede cobrar por ventas de gas nacional, incluye los movimientos en el precio del gas en el mercado de referencia de los EUA y los cambios en los costos de transporte en México.

La importancia del HSCH está en que es un mercado competitivo cuyas ventajas son las condiciones adecuadas de liquidez e instrumentos de cobertura; cercanía con la localización de la oferta de gas del Golfo de México, además de que cuenta con una importante red de ductos que cruza la región.

Precio de venta de primera mano de PEMEX en Cd. Pemex.

La metodología para determinar el precio máximo de ventas de primera mano busca que dicho precio refleje las condiciones de un mercado internacional competitivo. Esta metodología regula el precio del gas que cobra Pemex y utiliza como condición inicial el precio que esta empresa fijaba en marzo de 1996. Este precio es subsecuentemente ajustado conforme a la variación de un índice de precios de un mercado internacional, y conforme a la variación de las tarifas de transporte desde la frontera hasta Ciudad Pemex (que es el punto de entrega de la mayor parte del gas natural producido en México).

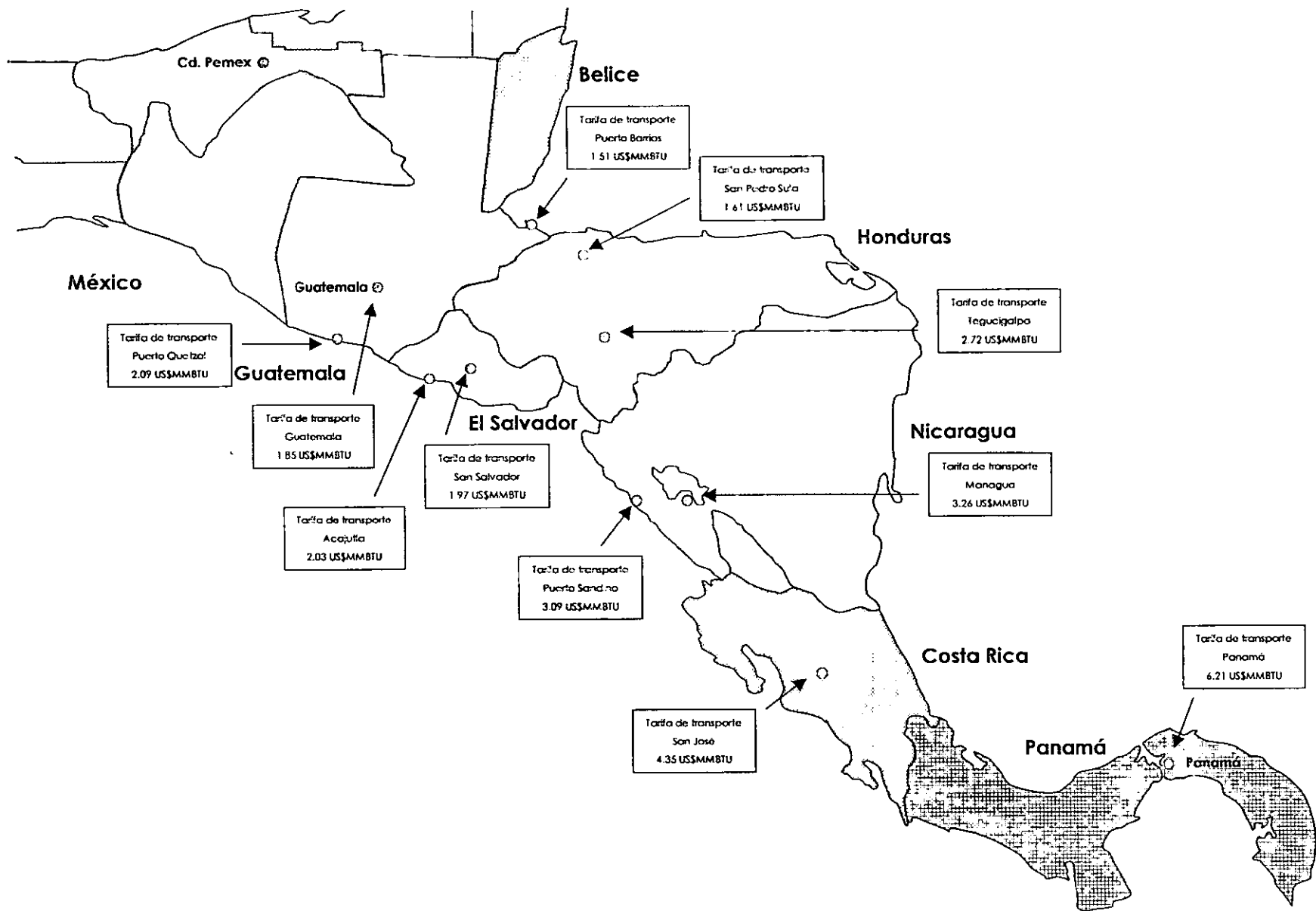
El precio máximo de ventas de primera mano se define en forma diaria o mensual según la preferencia del comprador. La fórmula contiene tres términos:

$$VPM_i = B_0 + [HSC'_{i-1} - HSC'_0] + [TP_i - TP_0]$$

donde:

- $VPM_i$  = Precio de ventas de primera mano en el período  $i$ ;
- $B_0$  = Precio base de ventas de primera mano en Ciudad Pemex al 3 de marzo de 1996;
- $HSC'_{i-1} - HSC'_0$  = Ajuste de precios conforme al mercado de referencia internacional (Houston Ship Channel) entre el período  $i-1$  y el período 0, y
- $TP_i/TP_0$  = Ajuste por cambios en las tarifas reguladas de transporte entre el período  $i-1$  y el período 0.

El precio City Gate resulta de sumar el precio de venta de primera mano de Pemex en Cd. Pemex más la tarifa de transporte.

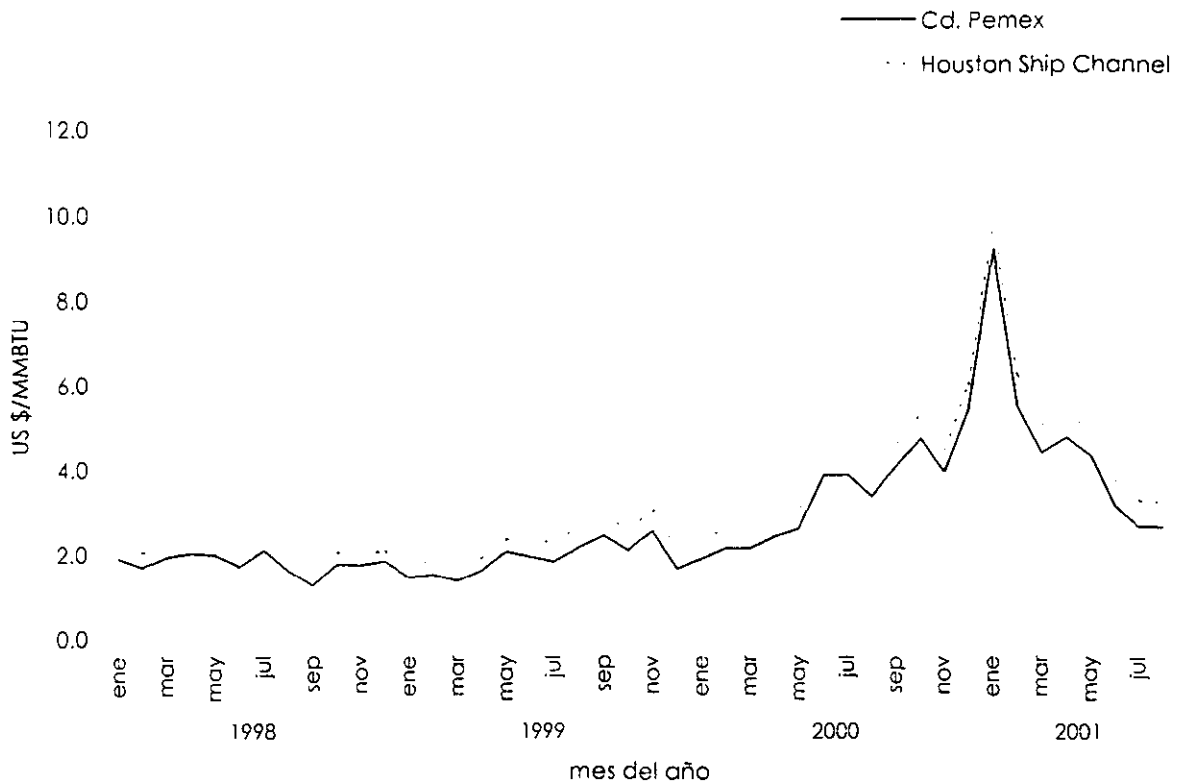


Mapa 7. Tarifas de transporte en los puntos de salida.

Punto de Salida	Precio de venta del gas en Cd Pemex (1º mano) en US \$/MMBTU								
	1.00	1.50	2.00	2.50	3.00	3.50	4.00	4.50	5.00
Puerto Barrios	2.51	3.01	3.51	4.01	4.51	5.01	5.51	6.01	6.51
Guatemala	2.85	3.35	3.85	4.35	4.85	5.35	5.85	6.35	6.85
Puerto Quetzal	3.09	3.59	4.09	4.59	5.09	5.59	6.09	6.59	7.09
San Pedro Sula	2.61	3.11	3.61	4.11	4.61	5.11	5.61	6.11	6.61
San Salvador	2.97	3.47	3.97	4.47	4.97	5.47	5.97	6.47	6.97
Acajutla	3.03	3.53	4.03	4.53	5.03	5.53	6.03	6.53	7.03
Tegucigalpa	3.72	4.22	4.72	5.22	5.72	6.22	6.72	7.22	7.72
Puerto Sandino	4.10	4.60	5.10	5.60	6.10	6.60	7.10	7.60	8.10
Managua	4.27	4.77	5.27	5.77	6.27	6.77	7.27	7.77	8.27
San José	5.35	5.85	6.35	6.85	7.35	7.85	8.35	8.85	9.35
Panamá	7.21	7.71	8.21	8.71	9.21	9.71	10.21	10.71	11.21

Tabla 42. Análisis de sensibilidad, precios City Gate.

El precio máximo al que se podrá vender el gas natural a los consumidores finales depende principalmente del precio del resto de los combustibles alternativos (carbón, fuel-oil, diesel) que varía al igual que el gas natural de acuerdo a mercados regionales. En la tabla anterior se considera que el gas natural será competitivo hasta un precio máximo de venta (City Gate) de US \$5.00/MMBTU, conforme a la situación actual del mercado.



Gráfica 10. Precios de venta de primera mano en Cd. Pemex y de Referencia en el sur de Texas (HSCH).

Considerando el precio de venta de 1ª mano en Cd. Pemex del período 1998-1999, que en promedio fue de US \$1.82/MMBTU entonces los proyectos factibles económicamente son:

Proyecto	Poblaciones servidas
5	Puerto Barrios
	Guatemala
	Puerto Quetzal
	San Pedro Sula
4	San Salvador
	Acajutla
3	Tegucigalpa
	Puerto Sandino

Tabla 43 Proyectos factibles económicamente para un precio (1ª mano) de US \$1.82/MMBTU.

Por otro lado, analizando los precios del gas natural que se han registrado en el último año, el precio promedio es de US \$4.57/MMBTU, con un máximo de US \$9.21/MMBTU. Con este escenario ningún proyecto es factible económicamente.

Es preciso esperar condiciones de estabilización de precios para superar las condiciones de incertidumbre actuales y de esta manera analizar la viabilidad del proyecto en el futuro. El mercado de futuros del gas natural puede ayudar a ésta, pero aún está limitado a plazos cortos (1 a 2 años).

La sustitución principalmente de fuel-oil, y en menor grado de diesel y GLP por gas natural, afectaría evidentemente el funcionamiento de las refinerías existentes en el Istmo Centroamericano. Con base en los consumos de los combustibles residuales que se sustituirían, la refinería de El Salvador, y sobre todo las de Nicaragua y Costa Rica, verían disminuir fuertemente su grado de utilización. Sin embargo, los beneficios consecuentes en el ahorro de energía y el cuidado ambiental por las regulaciones más estrictas en países desarrollados y que poco a poco se expanden al resto del mundo incluyendo a Centroamérica, resultan factores importantes a considerar.

G  
L  
O  
S  
A  
R  
I  
O



## GLOSARIO

AGA	Asociación Americana del Gas
API	American Petroleum Institute
ANSI/NFPA	Asociación Nacional de Protección Contra Incendios (National Fire Protection Association NFPA)
ASME	American Society of Mechanical Engineers
ASTM	American Society for Testing and Materials
DDV	Derecho De Vía
MPOP	Máxima Presión de Operación Permisible
OMS	Organización Mundial de la Salud
PEP	Pemex Explotación y Producción
PNUMA	Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente
RMC	Resistencia Máxima de Cedencia
SCADA	Sistema de Control de Supervision y Adquisición de Datos

B  
I  
B  
L  
I  
O  
G  
R  
A  
F  
I  
A

## BIBLIOGRAFÍA

"Apertura de la Industria del Gas Natural en México".

Javier Estrada.

Comisión Reguladora de Energía (CRE).

"Gasoducto Regional México – Istmo Centroamericano".

Comisión Económica Para América Latina y el Caribe.

mayo de 1998.

Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-1997 Calidad del gas natural.

Comisión Reguladora de Energía.

diciembre de 1997

Norma Oficial Mexicana NOM-003-SECRE-1997 Distribución de gas natural.

Comisión Reguladora de Energía.

"Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1998 – 2007".

Secretaría de Energía.

Reglamento de Gas Natural.

Ley reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y reglamento del gas natural.

noviembre de 1995.

"Regulación de precios y tarifas para la industria del Gas Natural en México".

Juan Rosellón.

Comisión Reguladora de Energía (CRE).

Páginas en la WWW:

Asociación Mexicana de Gas Natural

<http://www.amgn.org.mx>

Comisión Reguladora de Energía

<http://www.cre.gob.mx>

Secretaría de Energía

<http://www.energía.gob.mx>

Natural Gas Information and Educational Resources

<http://www.naturalgas.org>

Pemex

<http://www.pemex.com>