

70
2eja



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE QUIMICA

PERSPECTIVAS ECONOMICAS DEL GAS NATURAL
EN MEXICO.

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO QUIMICO

P R E S E N T A :

EDUARDO GARZA PASALAGUA



MEXICO, D. F.



EXAMENES PROFESIONALES
FAC. DE QUIMICA

1998

TESIS CON
FALSA PRESENTACION

268659



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.

JURADO ASIGNADO:

PRESIDENTE: Prof. José Luis Padilla de Alba.
VOCAL: Prof. José Francisco Guerra Recasens.
SECRETARIO: Prof. Luis Gallo Sánchez.
1er. SUPLENTE: Prof. Fernando de Jesús Rivera Rodríguez.
2o. SUPLENTE: Prof. José Sabino Samano Castillo.

SITIO DONDE SE DESARROLLÓ EL TEMA:
FACULTAD DE QUÍMICA, CD. UNIVERSITARIA, U.N.A.M.

ASESOR DEL TEMA:



Luis Gallo Sánchez.

SUSTENTANTE:



Eduardo Garza Pasalagua

A mi mamá y a mi papá, por su amor, amistad, apoyo, confianza, paciencia y comprensión en cada una de las actividades de mi vida; por su dedicación y esfuerzo para asegurar mi porvenir y sobre todo, por estar juntos, mostrándome la forma en que se deben de hacer las cosas. Con todo mi cariño y gratitud, para ustedes.

A Adriana, por tu amistad, paciencia diaria, por escucharme y en ocasiones ponerme atención y por ser de vez en cuando mi consejera. Con todo mi cariño.

A Ivonne, por ser TODO para mí. Gracias por tu amor, tus alegrías, tu apoyo, tus consejos, por ser mi interlocutora con Dios, por estar hoy y siempre a mi lado en los momentos más importantes de mi vida. Juntos podemos salir adelante. Te Amo.

A mis abues Gela y Pecha, por su infinito cariño, sin lugar a dudas, las mejores abuelas del mundo.

A mis abuelos Raúl y Salvador, por su cariño, y por enseñarme el camino de la honestidad; sus vivencias, experiencias y conocimientos son parte fundamental de mi formación. Su recuerdo es imborrable de mi mente.

A ti Coco, por tu amor, tus consejos, tu insistencia para no detenerme en la conquista de mis metas, por enseñarme a luchar sin temor día con día, por ser un ejemplo. Tía, este trabajo es para ti y por ti, gracias. Siempre estás en mi corazón, todos te extrañamos.

A mis tíos y primos, por todos los momentos de diversión y felicidad que hemos pasado juntos.

A mis amigos del Coro Arcoiris, porque juntos pasamos la mejor de las infancias y aprendimos el valor y el significado de la amistad.

A mis amigos Rafael Carrera, Rafael Corona, Luis Felipe, Jonnathan, y Alejandro, por su amistad, apoyo, crítica, experiencias, por destruir y construir juntos semana a semana el sendero la vida.

A la Facultad de Química y a mis maestros, por permitirme llegar hasta este momento, por darme la oportunidad de conocer a gente muy valiosa para mí. Por sus conocimientos, experiencia, y amistad; por ser la plataforma del futuro, y los cimientos de mi vida profesional.

¡Gracias a Todos!, sin ustedes, jamás hubiera podido alcanzar esta meta.

INDICE.

INTRODUCCIÓN.	1
I. ANTECEDENTES.	4
II. GENERALIDADES Y VENTAJAS DEL GAS NATURAL.,	13
Generalidades.	13
Composición.	13
Propiedades físicas.	14
Sistema de medidas.	15
Origen del gas natural.	17
Proceso orgánico de formación.	17
La etapa biológica.	17
La etapa térmica.	18
Proceso inorgánico de formación.	19
El ambiente geológico.	19
Depositos convencionales de gas.	20
Depositos no convencionales de gas.	21
Gas compacto.	22
Gas de arcilla del devónico	22
Gas de depósitos de carbón	23
Fluidos geopresurizados.	23
Ventajas del gas natural.	24
III. MARCO REGULATORIO.	40
Entorno.	40
Entidades participantes.	44
Regulación.	47
Ley reglamentaria del Art. 27 Constitucional en materia de Petróleo.	47
Tratados Internacionales.	48
Reglamento de Gas Natural.	50
Normas Oficiales Mexicanas y Directivas de la CRE.	50
Programa de Acceso Abierto 1996-1997	54
Política Ecológica.	55
IV. PANORAMA MUNDIAL.	57
Comportamiento histórico de la energía mundial.	58
Demanda mundial de gas natural.	60
Reservas.	62
Producción y consumo.	65
Mercado regional de América del Norte.	68
Estructura del mercado de gas natural en otros países.	70
Regulación.	71
Precios.	72
Contratos.	72
Distribución.	73
Paquetes comerciales.	74
Procesos de licitación.	75

V. MERCADO NACIONAL DE GAS NATURAL.	77
Oferta del mercado de gas natural.	78
Reservas de gas natural.	79
Producción de gas natural.	80
Procesamiento.	83
Importaciones.	85
Infraestructura de transporte.	86
Demanda del mercado de gas natural.	89
Demanda del sector petrolero.	90
Demanda del sector industrial.	92
Demanda de los sectores eléctrico y doméstico.	93
Regionalización del mercado de gas natural.	94
Exportaciones.	97
Proyección de la demanda de gas natural.	99
Sector transporte vehicular.	100
Sector petrolero.	104
Sector eléctrico y doméstico.	106
Sector industrial.	110
Proyección de la explotación y producción de gas natural.	113
VI. ACTIVIDADES REGULADAS.	118
Transporte.	119
Almacenamiento.	124
Distribución.	126
Precios y tarifas.	130
Ventas de primera mano.	131
Tarifas de transporte, almacenamiento, distribución y conexión.	131
VII. CONCLUSIONES.	134
BIBLIOGRAFÍA.	137
ANEXO.	141

INTRODUCCIÓN.

México se encuentra inmerso en un proceso de cambio estructural orientado a elevar la competitividad de la planta productiva, crear empleos permanentes y mejor remunerados, y elevar la calidad de vida de sus habitantes.

Para alcanzar estas metas, el sector energético se convierte en pieza clave, principalmente al hablar de los insumos básicos de la gran mayoría de los procesos productivos y de la actividad diaria: la energía eléctrica y el gas natural.

El gas natural es uno de los recursos energéticos de mayor demanda debido a sus características de composición que favorecen tanto los procesos de combustión, como el cuidado del ambiente en los sectores residencial, comercial e industrial. Su importancia radica en que es un insumo fundamental para la generación de energía eléctrica, un combustible más limpio y eficiente que beneficia directamente a las distintas actividades económicas y a los países en su conjunto.

Desde el inicio de la Industria Petrolera en nuestro país, Petróleos Mexicanos ha sido la única entidad autorizada para administrar y controlar la industria del gas natural, es decir, ha manejado su producción, recolección y procesamiento, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización. Debido a que desde ese entonces hasta la fecha, el crecimiento de la planta industrial del país, así como de la población y de las áreas comercial, residencial y de la generación de energía no ha mostrado desarrollos uniformes y ambientales seguros, a partir de 1995, México se vio obligado a iniciar una profunda reforma estructural en la industria del gas natural, al considerar a este energético como estratégico, con el fin de promover la inversión productiva y el desarrollo eficiente de su mercado.

Esta reforma autoriza la liberalización de las actividades de transporte, distribución y comercialización, permitiendo la inversión de la iniciativa privada, lo que implica un cambio dramático en la estructura interna y del mercado, así como en la manera de hacer negocios, favoreciendo con ésto, los beneficios económicos, energéticos y ambientales que la industria del gas natural representa para el país.

Ya que la demanda del gas natural durante los próximos años continuará creciendo, es importante establecer la situación y las perspectivas que se tienen sobre este energético a nivel mundial, haciendo énfasis en el futuro de este hidrocarburo en nuestro país.

Este trabajo presenta los cambios que se han suscitado en la industria del gas natural, las acciones que se han emprendido para enfrentar los retos derivados

de esta reforma, sus beneficios energéticos y ambientales sobre otros combustibles alternos, la oportunidad existente en el mercado del gas natural a raíz de su liberalización, los principios de regulación que normarán la participación de Petróleos Mexicanos y de los particulares en esta industria, así como diferentes aspectos, como son sus reservas, producción, aprovechamiento, precios y tarifas, que son directamente responsables del comportamiento de la industria del gas natural.

Una vez establecido el contenido, presentamos los objetivos de este trabajo:

- Exponer las ventajas que han convertido al gas natural como la fuente de energía primaria de mayor proyección a corto plazo.
- Proporcionar información que permita asegurar el abasto de gas natural y el constante desarrollo de su industria y la participación justa, legal y competitiva de los interesados.
- Promover el uso eficiente del gas natural como combustible limpio en los diferentes sectores consumidores.
- Mostrar las oportunidades de inversión existentes en el mercado nacional de gas natural.

I. ANTECEDENTES.

El gas natural es considerado como el mejor combustible conocido hasta hoy por la humanidad, y ha suministrado a los habitantes de la tierra gran cantidad de energía.

El conocimiento de la existencia del gas natural se remonta a la antigüedad, pero tuvieron que pasar varios cientos de años antes de que el hombre apreciase su valor práctico.

Los primeros descubrimientos de filtraciones de gas natural fueron hechos en el Oriente Medio, principalmente en Irán durante los años 6000 y 2000 AC, así como en la región del Baku¹. Estas filtraciones de gas natural, probablemente encendidos por relámpagos y rayos, proveyeron de combustible a los llamados "fuegos eternos", los cuales eran venerados por las religiones de la Persia antigua; sin embargo, estas culturas no reconocieron el valor energético y potencial que tenía el gas natural.

La utilización del gas natural se remonta a China² en el año 900 AC, pero no es hasta el 211 AC que se tiene el conocimiento de las primeras perforaciones de pozos, las cuales alcanzaron los 150 m de profundidad. Los chinos perforaban sus pozos utilizando postes de bambú y barrenas de choque primitivos con el

1: Actualmente Azerbaijón.

2: Dinastía Chou (1027-249 AC). Época en la que se da inicio la filosofía a través de Confucio (551-479 AC) quien afirmaba que el conocimiento era la llave de la felicidad.

propósito de buscar gas en yacimientos de piedra caliza que databan de la parte final del Periodo Triásico³, y que se encontraban cerca de la actual ciudad de Chungking. El gas era quemado para secar las rocas de sal asentadas en la caliza. Posteriormente, se realizaron perforaciones que alcanzaron los 1000 m de profundidad.

El gas natural era desconocido en Europa hasta su descubrimiento en Inglaterra en 1659, al observarse en Landshire el escape de gas del interior de la tierra al represar agua con un dique, pudiendo encenderse utilizando una bujía.

Aún después de ésto, el gas natural no tuvo un uso generalizado en Europa; en lugar de ello, el gas obtenido de hacer arder el carbón, conocido como gas de carbón, se convirtió en el combustible principal para iluminar las casas y calles a lo largo de toda Europa hasta el año 1790.

En América, es hasta 1775 cuando se tienen los primeros descubrimientos de gas natural; en el valle de Kanawha, Virginia se encontró un manantial de fuego en los pozos de salmuera que se hacían en el río del mismo nombre.

Sin embargo, no fue hasta 1821 cuando se tuvo la primera aplicación comercial en los Estados Unidos de un producto derivado del petróleo, y ésta fue el uso de gas natural obtenido de un pozo superficial en Fredonia, Chautaugua Country, N.Y.. El pozo fue excavado a una profundidad de 9 m, y cubierto con un techo de hojalata de forma cónica, del que salía un conducto de madera, a través del cual se transportaba el gas a los consumidores de lugares cercanos, donde era empleado para iluminar y cocinar.

3: Hace 208,000,000 años

Durante todo el siglo XIX, el uso del gas natural fue solamente de tipo local debido a que no existía el modo de transportar grandes cantidades de gas a distancias largas, permaneciendo exclusivamente como una fuente de energía luminosa y sin ser tomado en cuenta en el desarrollo industrial, el cual se basaba principalmente en el uso de petróleo y carbón.

No fue hasta finales de siglo cuando la electricidad emergió como la fuente principal de energía luminosa, coincidiendo con la invención de quemadores y controles termostáticos que permitieron el aprovechamiento del gas natural como fuente de energía térmica, utilizada tanto en la calefacción doméstica como en la propia generación de electricidad.

Un hecho relevante que cambió la tecnología del transporte de gas ocurrió en 1890 con la invención de una conexión para ductos a prueba de fugas. Sin embargo, los materiales y técnicas de construcción continuaron siendo rudimentarios, lo que originó que el gas no pudiera ser transportado por una distancia mayor de 160 km. En ese entonces, el gas asociado estaba casi en su totalidad encendido, y el gas no asociado permanecía en la tierra, mientras que el gas de carbón era fabricado para usarse en las ciudades.

Durante el presente siglo, el transporte de gas a lo largo de grandes distancias se convirtió en algo práctico, principalmente a finales de los años 20's debido a mayores avances en la tecnología de ductos. De 1927 a 1931, más de 10 sistemas de transmisión fueron construidos en los Estados Unidos. Cada uno de

estos sistemas estaba equipado con ductos de un diámetro aproximado de 51 cm y que se extendían por más de 320 km.

Previo a estos años, el mercado del gas natural en los Estados Unidos era limitado, pero fue a partir de estas fechas cuando el gas de carbón comenzó a ser sustituido por el abastecimiento abundante y más barato de gas natural, el cual contiene el doble del valor calorífico que su predecesor sintético.

Después de la Segunda Guerra Mundial⁴, un gran número de ductos de mayor longitud y con diámetros más grandes fueron construidos. La fabricación de tuberías con diámetros superiores a los 142 cm fue posible.

Durante los años 60's, el gas asociado fue un estorbo en la producción de petróleo a lo largo del mundo. El gas tenía que ser separado de las corrientes del petróleo crudo y eliminado de la forma más barata posible.

Solo hasta las bajas del petróleo a finales de los años 60's y principios de los 70's, fue que el gas natural se convirtió en una importante fuente de energía mundial.

A partir de los años 70's, los ductos de mayor longitud tuvieron su origen en Rusia; por ejemplo, el ducto de 5470 km que cruza los Montes Urales, 700 ríos y arroyos, uniendo la Europa Oriental con los campos de gas del Oeste Siberiano en el Círculo Ártico, a través del cual, el gas del campo Uregony, el más grande del mundo, ha sido transportado primeramente a Europa del Este y posteriormente a Europa Oriental para su consumo.

4: 1939-1945

Otro ducto de gas un poco más pequeño, pero de una gran dificultad ingenieril, es la línea de 51 cm de diámetro que se extiende de Argelia a Sicilia a lo largo del Mediterráneo⁵.

En México, el desarrollo de la industria del gas natural ha respondido históricamente a diversos factores de tipo económico, político y social, los cuales se han visto reflejados en la oferta y la demanda de este energético.

El conocimiento del gas en nuestro país se remonta a tiempos previos a la conquista, pero se carece de datos específicos sobre su uso y explotación.

La explotación de los hidrocarburos durante la primera parte del presente siglo se inició con el advenimiento de las compañías norteamericanas e inglesas; esta explotación estuvo enfocada principalmente a la producción y proceso del petróleo crudo, dándole poca importancia al aprovechamiento del gas asociado, el cual se enviaba a la atmósfera en su totalidad.

A principio de siglo, fueron descubiertos los yacimientos de gas asociado de la Faja de Oro, Tamba y San Andrés en la Cuenca Tampico-Misantla en el sur de Tamaulipas y Norte de Veracruz, y años más tarde se encuentran yacimientos en la Cuenca Salina del Istmo en el sur de Veracruz y occidente de Tabasco.

El transporte y distribución de gas natural se inició en México en 1930, con la operación de los gasoductos de 155 km entre Ciudad Alemán y Monterrey, y el de 62 km entre las poblaciones de Naco-Cananea a la compañía minera de Cananea

5: El mar tiene en algunas partes de la ruta una profundidad mayor de 600 m.

en Sonora. Ambos gasoductos se proveían de gas natural de importación y abastecían de gas a la zona industrial de Monterrey.

A partir de la Expropiación Petrolera de 1938, se inicia la construcción de instalaciones para el uso de gas como fuente calorífica en los sectores doméstico e industrial, con lo cual comienza el aprovechamiento del gas asociado a la producción de crudo y se estimuló el desarrollo y explotación de yacimientos de gas del noreste y sureste del país.

La industria del gas natural en nuestro país tiene sus inicios a fines de la década de los años cuarenta; en 1943 se inició una intensa campaña exploratoria encaminada a la búsqueda de nuevos yacimientos en la República Mexicana.

Esta etapa es considerada como el primer periodo de aprovechamiento de gas, caracterizado por la producción exclusivamente de gas asociado al aceite, la ausencia de mercado e infraestructura para su manejo, y la consecuente incineración de prácticamente la totalidad del volumen producido.

El segundo periodo, de desarrollo incipiente, arranca en 1947 al descubrirse los primeros campos de gas en la cuenca de Burgos en la frontera noreste, y en la cuenca de Macuspana en el estado de Tabasco, y con la instalación de los primeros equipos de compresión en el área de Poza Rica, coincidiendo con el desarrollo de los mercados industrial y doméstico en el noreste del país.

A principios de la década de los 50's entró en operación el primer gasoducto propiedad de Pemex construido con una tubería de 20" y con longitud de 250 km

para el transporte de gas natural producido en los campos de Poza Rica hasta el Valle de México para un consumo de 130 millones de pies cúbicos diarios.

El periodo actual de aprovechamiento de gas natural inicia con la puesta en operación de las plantas procesadoras de gas de Reynosa y Cd. Pemex, y la construcción del gasoducto Cd. Pemex-México durante 1956.

En 1958 se puso en servicio el segundo gasoducto para conducir el gas producido en los yacimientos del norte, hasta Monterrey, Saltillo, y Torreón. Éste constaba de dos tramos de tubería, uno de 22" con 225 km de extensión entre Reynosa y Monterrey, y otro de 16" con 310 km de longitud de Monterrey a Torreón, con ramal de 30 km a Saltillo.

Estos fueron los inicios de una red de tuberías que aseguraron el tránsito de los productos petrolíferos entre los campos de producción, las plantas de procesamiento y los centros de distribución para el consumo.

A partir de los años sesenta, el acelerado crecimiento de la producción originó grandes esfuerzos en inversiones para su aprovechamiento, particularmente los grandes volúmenes de gas asociado de los yacimientos del sureste y la plataforma marina del Golfo de México.

Durante la década de los años setenta, se descubrió la que hasta ahora es considerada como la cuenca más prolífica de gas asociado, la denominada Akal-Reforma, en formaciones mesozoicas y que se extiende desde el norte del Estado de Chiapas hasta la Sonda de Campeche en la plataforma continental del Golfo de México, cruzando el estado de Tabasco en toda su extensión, así como las

zonas productoras de gas no asociado que han contribuido en mayor medida a la conformación del perfil de producción de gas, la Cuenca del Papaloapan en el centro de Veracruz y la del Golfo de Sabinas en Coahuila.

Durante la segunda mitad de la década de los 70's, la producción de los yacimientos de gas no asociado declinó como consecuencia de la reorientación de recursos a la producción de aceite y de gas asociado.

En 1979 entra en operación el ducto que conduce gas proveniente de Cactus, Chiapas, y que llega hasta Los Ramones, en Nuevo León, cubriendo una extensión de 1102 km, con tubos de 48" en su gran mayoría del trayecto y atravesando 20 ríos, 221 arroyos, 85 carreteras, 179 km de pantanos y 35 zonas de inundación.

En 1983, en territorio tabasqueño se instaló una red que llegaría a tener más de 25000 km para llevar producto del área mesozoica de Chiapas-Tabasco y del mar de Campeche a Coatzacoalcos-Villahermosa-Nuevo Teapa.

Es importante señalar la importancia que tienen los gasoductos submarinos que parten de las plataformas de compresión Nohoch y Abkatún, cubriendo un recorrido de 89 y 69 km respectivamente a su destino en tierra firme.

Esta etapa de desarrollo creciente del aprovechamiento del gas natural ha arrojado un aumento evidente a partir de 1968, en el que se alcanzó un 56% de aprovechamiento, 84% en 1981, llegando al 97.6% sostenido de 1985 a 1994 y que permite tener la expectativa de alcanzar el 99% durante los próximos años⁶.

6: Petróleos Mexicanos se prepara activamente para aumentar la oferta de gas natural a mediano y largo plazos, aprovechar la extraordinaria oportunidad que le ofrece el crecimiento sostenido de la demanda de este combustible, y para operar exitosamente en un mercado competitivo. Adrián Lajous Vargas. Director General de Pemex.

A partir de 1995, el gobierno mexicano decidió llevar a cabo una profunda reforma de la industria del gas natural; previo a este año, Petróleos Mexicanos era la única compañía que llevaba a cabo actividades de transporte, producción y exportación del gas natural, siendo además el principal consumidor. La reforma propuesta fue diseñada con una perspectiva a largo plazo, y permite el libre comercio internacional del gas natural, manteniendo el monopolio de Pemex sobre la producción y permitiendo la inversión privada en los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución de gas.

Lo anterior fue resultado de la producción total de gas obtenida, la cual satisfizo la demanda nacional, y los volúmenes marginales que estuvieron disponibles para la exportación a Norteamérica y que permitieron pronosticar para los años venideros producciones superiores a la máxima histórica obtenida en el año de 1982.

Estos cambios iniciaron con la modificación del Artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo, lo que dio pie a la creación de la Comisión Reguladora de Energía y del Reglamento de Gas Natural⁷, en los cuales se establecieron las condiciones para la apertura a inversionistas nacionales y extranjeros en el transporte, almacenamiento y comercialización del gas natural.

A continuación se presentan las generalidades y ventajas del gas natural, donde se establecerán las razones por las que la industria del gas natural ha tenido un aumento durante los últimos años y el porque se convertirá en un combustible de uso generalizado durante el siglo XXI.

7: Vid. supra, p. 47-50

II. GENERALIDADES y VENTAJAS DEL GAS NATURAL.

GENERALIDADES.

COMPOSICIÓN.

El término gas natural es aplicado a una mezcla de hidrocarburos formada principalmente de metano en un 75 a 99 % de composición, y acompañado por menores cantidades de etano en un 10%, propano en un 3%, butano, pentano y hexano, heptano y en ocasiones octano. En la mayoría de los depósitos de gas natural, aún los hidrocarburos más pesados (C_4 , C_5 , C_6 , C_7 , C_8), aparecen en estado gaseoso debido a las altas presiones presentes en ellos; al llegar a la superficie, estos hidrocarburos pesados se licúan a presión atmosférica y dan lugar a los llamados líquidos del gas natural, gas condensado, gasolina natural o

gas licuado de petróleo. Estos pueden separarse en algunos depósitos a través de la condensación retrógrada o pueden ser separados en la superficie en plantas procesadoras de gas por medio de la condensación, absorción, adsorción u otras modificaciones. A este tipo de gas se le conoce por su composición como gas dulce.

Otros gases que comúnmente aparecen en asociación con los hidrocarburos son el nitrógeno, el dióxido de carbón, nitrógeno, hidrógeno, sulfuro de hidrógeno y algunos gases nobles como el helio y el argón; el que estos gases, principalmente los sulfurosos, estén presentes en la composición del gas natural limita considerablemente su uso comercial. A este tipo de gas que contiene productos sulfurosos se le conoce como gas amargo, y para eliminarlos es necesario tratar el gas con hidróxido de calcio, hidróxido de sodio o carbonato de sodio¹.

Así mismo, debido a que el gas natural y las aguas de formación aparecen juntos en los depósitos, el gas recuperado de los pozos contiene vapor de agua, el cual es condensado parcialmente durante su transmisión a las plantas procesadoras. Por lo anterior, no existe una composición que pueda ser definida como "típica" para el gas natural.

PROPIEDADES FÍSICAS.

Las propiedades físicas del gas natural incluyen color, olor y flamabilidad; debido a que su componente principal es el metano, se le atribuyen sus propiedades de alta flamabilidad, incoloro e inodoro; ya que algunos de los gases asociados al gas natural, principalmente el sulfuro de hidrógeno, tienen un olor distintivo y

1: Flores, L. Transporte de Gas Natural. Gasoducto México-Salamanca. Tesis Profesional. Facultad de Ingeniería. P.13

penetrante, el gas natural se reconoce por el olor característico originado por tan solo unas cuantas partes por millón de estos compuestos².

Puesto que las propiedades físicas del gas natural dependen de su composición química y ésta cambia al variar la presión y/o la temperatura a que está sujeto debido a la licuefacción de alguno de sus constituyentes, es recomendable determinar las propiedades físicas del gas natural dentro de intervalos de presión y temperatura, según la composición que se tenga en el lugar.

SISTEMA DE MEDIDAS.

Las cantidades de gas acumulado en depósitos, así como el producido en los pozos, son calculadas en metros cúbicos a presión de 760 mm de Hg y a una temperatura de 15 °C (ó en pies cúbicos a una presión absoluta de 14.73 lb/pulg² y a una temperatura de 60 °F). Ya que el gas aparece comprimido a las altas presiones de los depósitos, al salir a la superficie se expande y por lo tanto ocupa un mayor espacio. A pesar de que dichas cantidades son calculadas tomando como referencia condiciones estándares de temperatura y presión, la expansión no constituye un aumento en la cantidad de gas producido.

Por otro lado, al ser una fuente de energía calorífica, su poder se mide en British Thermal Units o BTU (unidad térmica inglesa). Un BTU es equivalente al calor necesario para elevar la temperatura de una libra de agua, un grado Fahrenheit, a presión atmosférica. Un pie cúbico de gas natural tiene aproximadamente 1027 BTU, mientras que un metro cúbico contiene aproximadamente 9000 kcal³.

²Por tratarse de un material inflamable, se le agregan odorizantes químicos (mercaptanos) a fin de que pueda ser detectado por el olfato humano.

³ Para efectos de facturación en México se utiliza el valor de 8460 kcal por metro cúbico de gas natural.

En general, los volúmenes de petróleo y gas son dados en metros cúbicos estándares (standard cubic meters [scm]). El total de los recursos, que combinan los varios tipos de petróleo se dan en scm de equivalentes de petróleo (scm oe). Los factores a equivalentes de petróleo son calculados del valor calorífico promedio de cada tipo de hidrocarburo, teniendo que:

1 scm de petróleo = 1 scm oe

1000 scm de gas = 1 scm oe

1 tonne LGN = 1.3 scm oe

A continuación se presenta una tabla comparativa de factores de conversión de los equivalentes energéticos de hidrocarburos:

Tabla 1. Factores de Conversión.

	MJ	kWh	TCE	TOE	scm de gas natural	Barriles de crudo
1 MJ, megajoule	1	0.278	0.0000341	0.0000236	0.0236	0.000176
1 kWh, kilowatt hora	3.60	1	0.000123	0.000085	0.0927	0.000635
1 TCE, ton. equivalente de carbón	29300	8140	1	0.69	695	5.18
1 TOE, ton. equivalente de crudo	42300	11788	1.44	1	1190	7.49
1 scm gas natural	40.52	11.79	0.00143	0.00084	1	0.007168
1 barril de crudo	5670	1575	0.193	0.134	139.5	1

ORIGEN DEL GAS NATURAL.

Distintos estudios sobre el origen del gas natural han arrojado que éste se ha generado a través de dos procesos, uno de origen orgánico y el otro de tipo inorgánico⁴. A continuación se describen estos procesos:

PROCESO ORGÁNICO DE FORMACIÓN.

El gas natural es un compuesto mucho más abundante, y que se encuentra en mayor número de sitios que el petróleo. Es formado tanto de materia orgánica acuática, como de plantas terrestres, y es producido encima, a través y por debajo de las áreas petrolíferas. De este modo, todas las rocas de abastecimiento o de reserva tienen el potencial para ser generadoras de gas. Muchas de estas rocas tienden a ser asociadas con la aparición a lo largo de todo el mundo del carbón de la etapa Carbonífera la cual data entre 286,000,000 y 360,000,000 años.

La Etapa Biológica.

Durante la etapa biológica de formación del petróleo, el metano biogénico (llamado en ocasiones gas del pantano) es producido como resultado de la descomposición de materia orgánica por la acción de microbios anaeróbicos. Estos microorganismos no pueden tolerar trazas de oxígeno y son inhibidos por altas concentraciones de sulfato disuelto. Por ende, la generación del gas biogénico es reservada a ciertos ambientes que incluyen pantanos y bahías pobremente saneados, algunos fondos de lagos y ambientes marinos por debajo de la zona de

4: "Fossil Fuels: Natural Gas: ORIGIN OF NATURAL GAS". Britannica Online. 1994-1998 Encyclopaedia Britannica, Inc. Marzo 11, 1998. <<http://www.eb.com:180>>

reducción activa de sulfatos. El gas de origen predominantemente biogénico constituye más del 20% de las reservas mundiales de gas natural.

La etapa de maduración de formación del petróleo, la cual ocurre a profundidades por debajo de los 760 a 4880 m, incluye el total de hidrocarburos que son producidos dentro de las áreas petrolíferas. Por lo general, importantes cantidades de gas metano térmico son generadas junto con el petróleo. Por debajo de los 2900 m, se forma el gas húmedo primario (gas que contiene hidrocarburos en estado líquido).

La Etapa Térmica.

En la etapa de postmaduración, por debajo de los 4880 m, el petróleo no se encuentra en un estado estable, y se tiene al gas metano térmico como el principal producto hidrocarbúrico. El gas térmico es el producto del cracking (proceso por el cual, las moléculas de hidrocarburos pesados se rompen en moléculas más simples) de los hidrocarburos líquidos existentes. Estos hidrocarburos, con una estructura química mayor que la del metano, se destruyen mucho más rápido que el tiempo que tardan en formarse. Por lo tanto, en las cavidades sedimentarias en todo el mundo, se tiene muy poco petróleo por debajo de los 4880 m. Las cavidades profundas con secuencias de rocas sedimentarias, sin embargo, tienen el potencial para la producción de gas.

PROCESO INORGÁNICO DE FORMACIÓN.

El segundo método por el cual se ha formado el gas natural es el de origen inorgánico; este proceso se basa en lo siguiente:

La fuente original del carbono de la Tierra fueron los residuos cósmicos de los cuales se formó el planeta. Si los meteoritos son objetos representativos de estos residuos, el carbono debería de haber sido abastecido en concentraciones mayores que los hidrocarburos. La desgasificación continua de estos hidrocarburos pudiera estarse sucediendo en el interior de la tierra, y algo de ella, acumulado como depósitos abiogénicos de gas sin haber pasado a través de la fase orgánica de formación. Sin embargo, el gas de tipo abiogénico tiene muy poco interés comercial a pesar de que acumulaciones importantes de metano inorgánico todavía faltan por ser descubiertas.

El helio y el argón encontrado en el gas natural son producto de la desintegración radioactiva natural. El helio se deriva de radioisotopos de la familia del torio y del uranio, mientras que el argón se deriva de los del potasio.

EL AMBIENTE GEOLÓGICO.

Al igual que el petróleo, el gas natural emigra y se acumula en trampas. Las acumulaciones de petróleo contienen más energía recuperable que las acumulaciones de gas de tamaño similar, sin embargo, la recuperación del gas es un proceso más eficiente que el de la recuperación del petróleo. Esto se debe

principalmente a las diferencias en las propiedades físicas y químicas entre el gas y el petróleo.

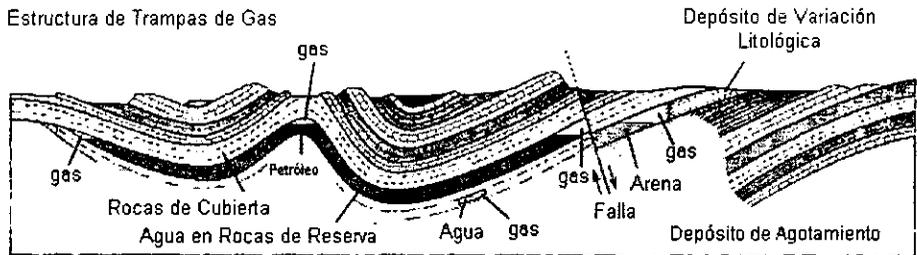


Figura 1. Estructura de Trampas de Gas

El gas natural puede ser el blanco primario de la perforación profunda y de superficie debido a que las mayores acumulaciones de gas se forman por encima del área petrolífera como resultado del proceso biogénico, y el gas térmico aparece a través y por debajo de esta área. En la mayoría de los yacimientos sedimentarios, el potencial vertical disponible para la generación de gas excede al del petróleo. Aproximadamente un 25% de los mayores campos de gas conocidos, se relacionan a un origen biogénico superficial, pero la mayoría de los campos están localizados en niveles intermedios o profundos donde se tienen temperaturas mayores y existen depósitos más viejos.

Depósitos Convencionales De Gas.

Los depósitos de gas difieren considerablemente, teniendo variaciones físicas que afectan su calidad y recuperación. En algunos depósitos de gas natural es posible recuperar la mayoría del gas mediante la reducción de la presión. A pesar de que

la presión es mantenida en forma efectiva por la intrusión de agua en la formación de roca sedimentaria, algo del gas se pierde al ser atrapado por capilaridad detrás del frente de agua. Por ende, en la práctica, solo el 80% del gas puede ser recuperado de este tipo de depósitos.

Por el contrario, si la presión disminuye, existe un límite económico en el cual el costo de compresión excede el valor el gas recuperado. Dependiendo en la permeabilidad, la recuperación actual de gas puede estar entre un 75 a 80%. El gas asociado es producido junto con el petróleo y separado en la superficie.

Depósitos No Convencionales De Gas.

Grandes cantidades de gas se han acumulado en ambientes geológicos que difieren de las trampas convencionales de petróleo. El gas es nombrado como "gas no convencional" cuando aparece en piedras areniscas "compactas", en uniones y fracturas o absorbido en gangas de arcilla (originarias del Periodo Devónico⁵), disuelto en formaciones de agua caliente geopresurizada, y en yacimientos de carbón. Los depósitos no convencionales de gas son mucho más caros para explotar y tienen que ser producidos a velocidades menores que las utilizadas en los campos convencionales de gas; más aún, la recuperación es lenta. La utilización de gas no convencional continuará como un complemento a la producción de gas convencional, pero no la suplirá.

5: Entre 360,000,000 y 408,000,000 años.

Gas Compacto.

El gas compacto se encuentra ya sea como mantos o piedras areniscas lenticulares con una permeabilidad efectiva menor a .001 darcy. Estas piedras areniscas, relativamente impermeables, son yacimientos de gas que no tienen un interés económico para ser explotadas debido a las bajas velocidades de flujo natural. Las perspectivas en un aumento de producción de gas obtenido de estos mantos areniscos han sido resaltadas por el uso de técnicas hidráulicas de ruptura que crean grandes áreas de recolección en formaciones de baja permeabilidad a través de las cuales puede fluir el gas hasta un pozo productor. Un pozo de una formación de gas compacto, comúnmente produce a velocidades menores que las de un pozo de gas convencional, pero por un tiempo mayor.

Gas de Arcilla del Devónico.

El gas de arcilla del Devónico tiene su origen en lodo orgánico depositado durante ese periodo. La sedimentación subsecuente y la presión y calor resultante transformó al lodo en arcilla y produjo gas natural de la materia orgánica que contenía. Algo del gas producido, emigró a piedras areniscas adyacentes y fue atrapado en ellas formando acumulaciones de gas convencionales. El resto del gas permaneció encerrado en piedras de arcilla no porosa. La producción en estos sitios es generalmente a flujos bajos, sin embargo es duradera. El factor de mayor importancia en la producción comercial es la presencia de fracturas naturales, sin embargo, los pozos pueden ser estimulados a través de explosivos o por perforación hidráulica, lo que aumenta el valor de la producción del gas.

Gas de Depósitos de Carbón.

Cantidades importantes de metano están atrapadas dentro de yacimientos de carbón. A pesar de que la mayoría del gas formado durante el proceso inicial de carbonificación es liberado a la atmósfera, una porción significativa permanece como gas libre en las uniones y fracturas de los yacimientos de carbón y como gas adsorbido en las superficies internas de los microporos del carbón.

Ya que el carbón es relativamente impermeable, el metano recuperado debe de fluir a través de los sistemas de fracturas existentes. Por lo tanto, los yacimientos de carbón que están altamente fracturados son las mejores fuentes para el "metano de depósitos de carbón". La producción de gas de este tipo es común en Europa, sin embargo, el gas es mezclado frecuentemente con aire.

Fluidos Geopresurizados.

Las reservas geopresurizadas existen en todo el mundo en cavidades sedimentarias profundas de edad geológica joven. Las presiones del fluido pueden ser demasiado altas, doblando en ocasiones al gradiente hidrostático normal. En muchos casos, los fluidos geopresurizados también se vuelven más calientes que los fluidos normalmente presurizados, debido a que el flujo de calor a la superficie es impedido por capas aisladas de arcilla y barro impermeables. Los fluidos geopresurizados se saturan con 0.84 a 2.24 m³ de gas natural por 0.159 m³ de salmuera, o 30 a 80 ft³ de gas por barril. Para producir este gas, altas velocidades de flujo de fluidos calientes geopresurizados deben de ser mantenidas para evitar formaciones de alta porosidad y alta permeabilidad. Debido a que grandes

cantidades de agua de formación deben de ser producidas para recuperar cantidades comerciales de gas asociado, no existe producción comercial de gas conocida derivada de depósitos geopresurizados.

VENTAJAS DEL GAS NATURAL.

Una vez establecido lo que es el gas natural, sus orígenes, y la forma en que se puede encontrar en el planeta, es importante destacar sus propiedades energéticas, económicas y ambientales, las cuales nos permiten explicar el porque ha cobrado tanta importancia en los últimos años su industria.

Para ello, es importante resaltar las diversas industrias que utilizan al gas natural como combustible; entre las más importantes están la siderúrgica, química, minera, del papel, cemento, fertilizantes, hule, automotriz, y éstas lo emplean en turbinas, quemadores, hornos, calderas y también como combustible doméstico. Además, se emplea como generador de energía eléctrica, en áreas consideradas como críticas de acuerdo a las normas ambientales.

Así mismo, el gas natural, es materia prima en la industria petroquímica y también como combustible en la propia industria petrolera. Parte del gas natural, es empleado para el bombeo neumático en pozos donde no se tiene una presión suficiente para fluir por sí mismos, y como materia prima, es utilizado en la producción de amoniaco, para la obtención de fertilizantes y en las cadenas de etano-etileno y metano-metanol.

En el presente siglo, conforme se dio la expansión industrial en el mundo, creció el consumo de energéticos derivados de los hidrocarburos, y consecuentemente, hoy en día, existe una gran dependencia del petróleo y el gas, que significa el 40% y 23% respectivamente del consumo mundial de energía⁶.

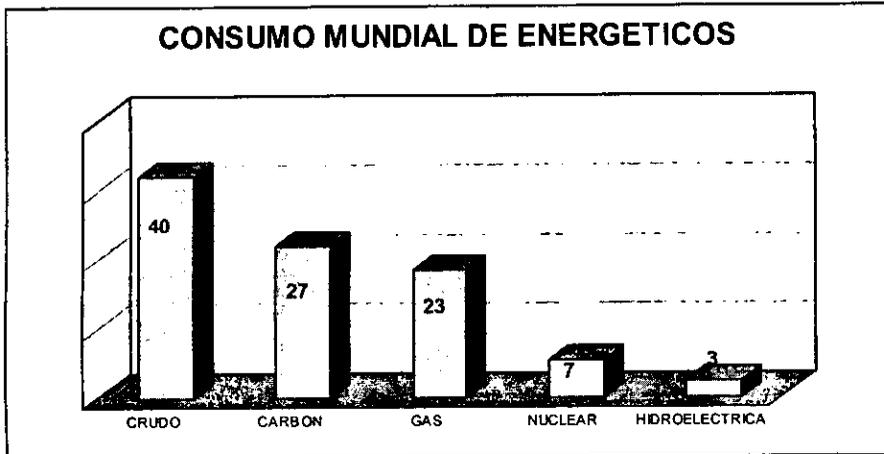


Figura 2. Consumo Mundial de Energéticos.
Fuente: B.P. Statistical Review of World Energy 1995

De acuerdo a los pronósticos de crecimiento de la población, sobre todo en los países en desarrollo, y a las necesidades de energéticos limpios, se estima que la demanda de hidrocarburos continuará creciendo, por lo que no tendrá una competencia real con otro tipo de energéticos.

Durante los años 60's a 80's la energía nuclear por fisión de uranio enriquecido tuvo una fuerte expansión a nivel mundial, sin embargo ha permanecido estable por razones de seguridad y de riesgos ecológicos.

6: "Primary Energy Consumption by fuel", British Petroleum Statistical Review of World Energy 1998.
<<http://www.bp.com/bpstats>>

Otras fuentes de energía como la solar y la fusión nuclear han estado en proceso de desarrollo, sin embargo hoy en día, no se aprecia que estos avances logren sustituir en forma significativa el consumo de hidrocarburos en el mediano plazo.

Los estudios de futuros desarrollos de energía necesitan tener en mente a la tecnología; los caminos tecnológicos son importantes no sólo por la eficiencia en el abasto y consumo, sino que también en las estructuras industriales y para el diseño de políticas y regímenes regulatorios.

Más aún, los escenarios con mayor probabilidad pronostican una cierta estabilidad en los precios, que restringen el desarrollo e implementación extensiva de nuevas fuentes de energía.

En México, la participación del gas natural en el consumo de energía ha aumentado durante los últimos años, convirtiéndose en la segunda fuente de energía más importante para el país, solamente detrás del petróleo crudo y muy por encima de fuentes como la hidroenergía, el carbón, la geoenergía, y la nuclear (figura 3).

Al comparar con la información de los Estados Unidos de América que se tiene al respecto, se observa que la situación es muy similar; el consumo del gas natural corresponde al 25% del total de fuentes de energía (tabla 2), teniendo que el 44% del gas natural empleado en los Estados Unidos corresponde al sector industrial, 14% en la generación de electricidad, 16% en el mercado comercial (para calentar

y enfriar oficinas, hospitales, escuelas, y para cocinar en restaurantes), y el 26% restante en el mercado residencial.

Consumo de energía por fuente en México

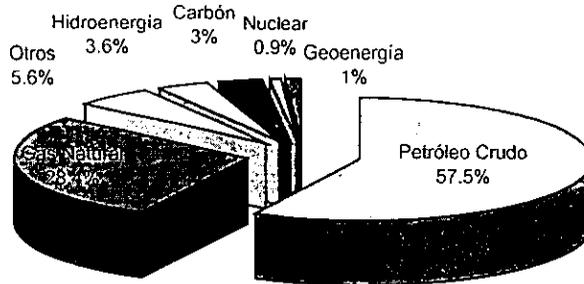


Figura 3. Consumo de Energía por Fuente en México.

Tabla 2. Fuentes de Consumo de Energía en los E.U.A.

Petróleo Crudo	40%
Gas Natural	25 %
Carbón	23 %
Hidroeléctrica	4 %
Nuclear	8%

Fuente: American Gas Association www.aga.com

Es importante resaltar que se pronostica una creciente participación del gas natural, en tal forma que alcanzará un consumo similar al del carbón, por ser un combustible menos contaminante, sobre todo en los conglomerados urbanos de las grandes ciudades (figura 4).

PRONOSTICOS DE CONSUMO DE ENERGIA A NIVEL MUNDIAL

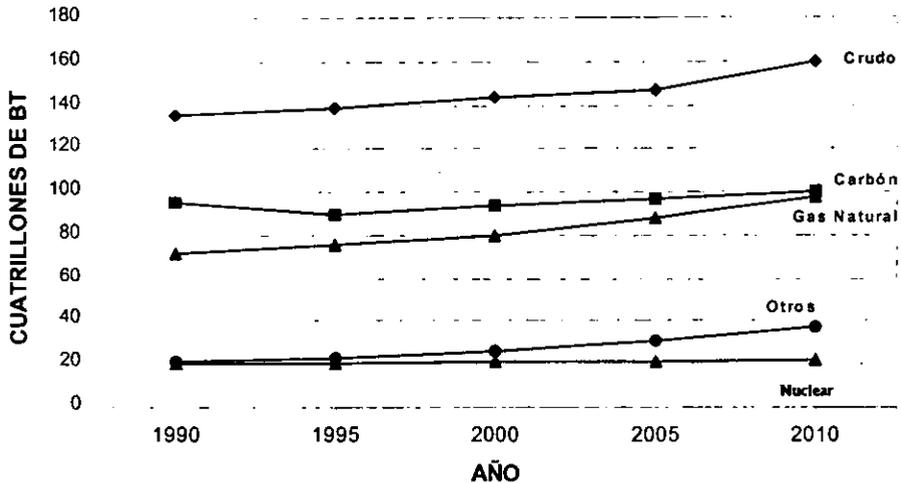


Figura 4. Pronósticos de Consumo de Energía a Nivel Mundial.
Fuente: B.P. Statistical Review of World Energy 1995

Este crecimiento de la industria del gas natural es el resultado de la necesidad de aprovechar al máximo sus propiedades económicas, energéticas y ambientales, las cuales destacan sobre los atributos de otros combustibles actualmente disponibles.

Por ejemplo, al referirnos a las económicas, tenemos que la construcción de una planta que tenga como combustible al gas se realiza en un espacio entre 3 y 4 años, mientras que la de una planta de carbón lleva entre 12 y 36 meses más por

lo menos. En cuanto a los costos de operación, una planta de ciclo combinado de gas es mucho más económica que la que tiene como combustible a un derivado del petróleo, aún tomando en cuenta que el costo del gas es entre un 15 y un 20% más caro que, por ejemplo, un combustible del número 6. Además, el tiempo de recuperación de una planta de cogeneración es, dependiendo de distintos factores, entre los 5 y 10 años, mientras que las plantas de gas, proveen tiempos más cortos de recuperación ya que el equipo que utilizan resulta ser mucho más barato; por ejemplo, el costo de turbinas de gas es de entre US\$400-700/kW, mientras que el de equipo similar para una planta de carbón se encuentra entre US\$1200-1400/kW.

Otro aspecto comparativo y que día a día es tomado en cuenta con un mayor interés es el ecológico; por ejemplo, en la construcción de plantas de carbón, tienen que realizarse inversiones extras en equipo, al tenerse que ajustar a los cambios en las disposiciones ambientales, en las que el gas natural, se adecua perfectamente sin la necesidad de realizar dichas inversiones.

La industria del gas natural es el ejemplo más claro del camino al que se dirigen las industrias energéticas; las mejoras tecnológicas pueden alterar radicalmente las posiciones competitivas de los diferentes energéticos, reducir daños ambientales y el costo del abastecimiento energético, y en particular de los servicios de energía.

Al estar esta industria dentro de un mercado competitivo, existe el incentivo a reducir costos con el fin de buscar el máximo de utilidades. La reducción en los precios es originada por la disminución en los costos, y esto se puede ver claramente al analizar la llamada "cadena del gas natural", la cual muestra los efectos tecnológicos en la reducción de costos desde la fase de exploración hasta los consumidores finales (figura 5).

- Fase de Exploración: Esta etapa es juzgada por la implementación de los cocientes para gas R/P (reserva/producción). El cociente R/P global fue de 35 años en 1960 a 45 en 1980, encontrándose actualmente en 55. El aumento de la exploración del gas natural es una explicación para esto, sin embargo, los aspectos más importantes han sido la tecnología y la administración de yacimientos.

Un ejemplo de las mejoras tecnológicas es que la exploración es realizada ahora en una forma más eficiente debido a la implementación de la sismología y modelado geológico en 3D⁷. Esta tecnología es mucho más cara⁸ que la tradicional sismología en 2D, pero tiene una relación de éxito mayor. La experiencia en la exploración en el Golfo de México aumentó esta relación de un 42% a un 70% empleando la sismología 3D y permitió la detección de áreas con potencial tanto petrolífero como gaseoso en aguas profundas de la Sonda de Campeche, y en los campos de la Cuenca de Burgos.

7: La sismología tridimensional permite visualizar la forma en que están distribuidas las rocas en el subsuelo por medio de la creación de ondas elásticas que se transmiten a través del subsuelo, y que al rebotar, permiten sean registradas en la superficie por pequeños detectores que en conjunto forman el modelo tridimensional. Estos modelos también son utilizados como base para la simulación numérica del comportamiento de los fluidos del yacimiento bajo esquemas de explotación.

8: En nuestro país, el gasto de este tipo de sismología en 1995 fue de 47.3 millones de pesos, incrementándose a 256.7 millones en 1996 y 300 millones en 1997.

La aplicación de la sismología 3D no sólo está dirigida a la exploración, sino que también contribuye a la localización de nuevas reservas y al aumento de producción en los campos existentes.

- Fase de Desarrollo: Esta etapa genera los costos más elevados e involucra mayores tiempos de avance. La reducción de costos en el ciclo de desarrollo resulta ser por lo tanto muy importante.

Durante el desarrollo, la reducción de costos se logra a través de varias mediciones al aplicar nuevas técnicas; por ejemplo, la perforación direccional y su mejora a perforación horizontal⁹, aumentan significativamente el área de perforación en una sola plataforma, e incluso reduce el número de plataformas requeridas. De las áreas detectadas en la Sonda de Campeche, una ha sido probada mediante este tipo de perforación, habiéndose localizado el campo Ayín, en un tirante de agua de 180 m, y que se ha venido desarrollando desde 1997.

El Consejo del Petróleo de los Estados Unidos estima que el desarrollo e implementación de esta nueva tecnología permitirá ahorros futuros en un 4% al año comparado con el costo de los métodos utilizados actualmente. Esto reduciría los costos de perforación a la mitad en un intervalo de 10 años.

- Fases de Producción, Transportación, Distribución y de Uso Final: La fase de producción ha sido la que menos avances tecnológicos tiene debido a lo difícil que resulta la implementación de nuevos procesos; sin embargo, el aplicar nuevas tecnologías en esta etapa representa en ocasiones reducciones de

9: Para este tipo de perforación se usa la tecnología "top drive" que permite conformar agujeros con rotación hacia arriba, eliminando los problemas de fricción y aportando las siguientes ventajas: se puede perforar por lingadas (3 tubos) haciendo conexiones cada 30 metros y por lo tanto reduciendo tiempos, incrementa la seguridad del personal y en pozos direccionales, se puede fijar la tubería para mantener el rumbo.

costos en un 40%. Esta disminución en ocasiones es el resultado de conjuntar estrategias que comprenden el análisis de los procesos productivos, la realización de trabajos de reingeniería para mejorar la productividad, y la eficiencia y confiabilidad de las actividades operativas.

Al igual que la fase de producción, tanto el transporte como la distribución de gas natural no han tenido avances tecnológicos en las últimas décadas; sin embargo, la reducción gradual de costos ha sido posible, principalmente con la implementación de mejores tecnologías para la instalación de ductos, soldadura e inspección de líneas.

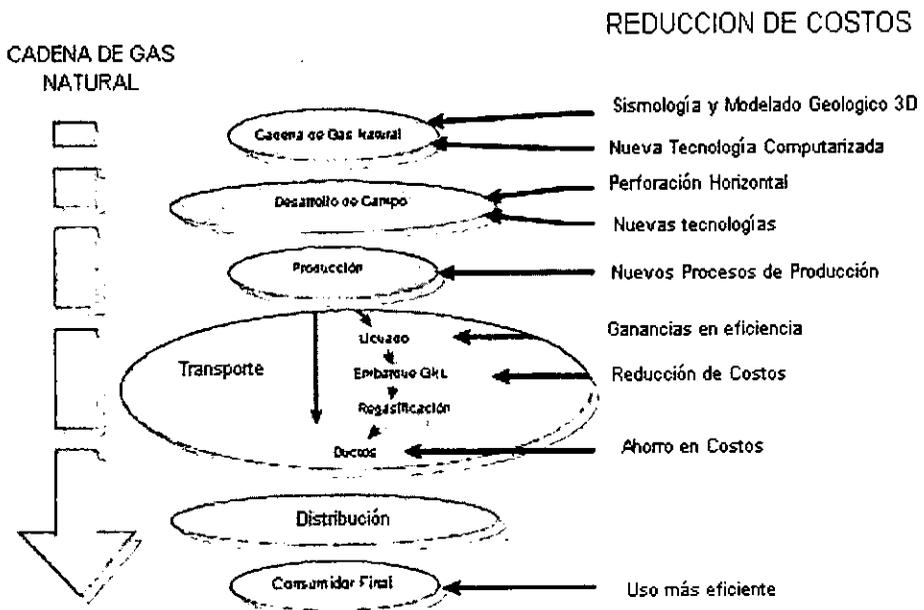


Figura 5. Cadena del Gas Natural

El progreso de la eficiencia para los consumidores finales ha tenido resultados espectaculares; en menos de 25 años, los consumidores privados que utilizan calentadores de gas natural han visto aumentar substancialmente la eficiencia a través del uso de nuevos calentadores; hoy, los consumidores pueden obtener más del 50% de energía utilizable de un mismo volumen de gas natural que hace algunos años.

Las mejoras que se han dado en tecnología para ciclos combinados durante las últimas dos décadas han llevado a un cambio drástico en las perspectivas del gas en la generación de energía eléctrica. De una eficiencia menor al 40% en plantas térmicas tradicionales de gas, ahora se obtienen eficiencias cercanas al 60% en plantas de ciclo combinado (CC)¹⁰. La eficiencia en la conversión puede mejorar al 90% en instalaciones generadoras simultáneamente de calor y energía. Este desarrollo tecnológico ha llevado a las instalaciones CC a ser una solución para la generación de energía en distintos países.

Otras áreas referentes al uso del gas natural donde ya se emplean las nuevas tecnologías son como combustible de vehículos, en celdas de combustible para la producción descentralizada de calor y energía, para la producción de combustibles sintéticos y para la producción de alimento (proteínas) para animales y humanos.

Actualmente, al tratar de aprovechar al máximo cada uno de los combustibles alternos que se han ido desarrollando durante los últimos años, surgen ventajas y

10: Este sistema de cogeneración se caracteriza por emplear una turbina de gas (para los procesos en los que se requiere de una gran cantidad de energía térmica, o en relaciones de calor/electricidad mayores a 2), y una turbina de vapor (en instalaciones en las que la necesidad de energía térmica respecto a la eléctrica es de 4 a 1 o mayor).

desventajas que los van separando del ser competitivos o no en la industria de los energéticos. Una forma clara de visualizar estos aspectos es al hablar de la forma en que cada uno de ellos se emplea como combustible para vehículos. A continuación, se presenta una tabla donde se resumen las ventajas y desventajas de algunos combustibles alternos utilizados en vehículos (tabla 3).

Tabla 3. Resumen de las Ventajas y Desventajas de Combustibles Alternos en Vehículos.

COMBUSTIBLE	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Electricidad	<ul style="list-style-type: none"> •Cero emisiones en vehículos. •Emisiones en la fuente de poder fáciles de controlar. •Puede recargar en la noche cuando la demanda de corriente es baja. 	<ul style="list-style-type: none"> • La tecnología actual es limitada. • Vehículos más costosos, menos disponibilidad, bajo desempeño. • Recarga de poder menos conveniente.
Etanol	<ul style="list-style-type: none"> •Excelente combustible. •Muy bajas emisiones de hidrocarburos formadores de ozono y tóxicos. •Hecho de fuentes renovables. •Puede ser producido domésticamente. 	<ul style="list-style-type: none"> • Alto costo de combustible. • Baja disponibilidad de vehículo.
Metanol	<ul style="list-style-type: none"> •Excelente combustible. •Muy bajas emisiones de hidrocarburos formadores de ozono y tóxicos. •Se produce en una amplia variedad de fuentes, incluyendo renovables. 	<ul style="list-style-type: none"> • Deberá importarse en su inicio. • Baja disponibilidad del vehículo.

(continúa)

Tabla 3. Resumen de las Ventajas y Desventajas de Combustibles Alternos en Vehículos. (continuación)

COMBUSTIBLE	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Gas Natural	<ul style="list-style-type: none"> • Muy bajas emisiones de hidrocarburos formadores de ozono, tóxicos y monóxido de carbono. • Se produce de una amplia variedad de fuentes, incluyendo renovables. • Excelente combustible, especialmente para flotas de vehículos. • No contiene benceno ni plomo. 	<ul style="list-style-type: none"> • Mas alto costo de vehiculo. • Inconveniencias en la disponibilidad del vehiculo. • Dificultad para recargar combustible.
Gas Licuado de Propano	<ul style="list-style-type: none"> • Mas barato que la gasolina. • El más fácilmente disponible. • Bajas emisiones de hidrocarburos formadoras de ozono y tóxicos. • Excelente combustible, en especial para flotillas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Costo creciente con la demanda. • Abastecimiento limitado. • No muestra como energético, un balance en aspectos de seguridad y comerciales.
Gasolina reformulada	<ul style="list-style-type: none"> • Puede usarse en todos los vehículos, sin realizar modificaciones en el sistema de distribución. • Emisiones menores de hidrocarburos, formadores de ozono, óxidos de nitrógeno y tóxicos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Costo de combustible más caro. • No muestra un balance en aspectos de seguridad y comerciales, aunque en menor grado que el GLP.

Así mismo, conviene mostrar las propiedades caloríficas de estos combustibles (tabla 4):

Tabla 4. Propiedades Específicas de Combustibles Actualmente Disponibles.

	Gasolina Líquida	GLP	Gas Natural	Metanol Líquido	Etanol Líquido
Contenido de Energía Neta (Btu/lb)	18,700 19,100	19,800	21,300 ^a	8,600	11,500
Rango de Octano	87-93	104 ^b	(120-130) ^b	99	100
Contenido de Azufre %W	0.02-0.045	Neg ^c	Neg ^c	Ninguno	Ninguno

a – Metano Puro

b – Los valores de octano

c – El contenido de azufre

La medición de la energía potencial relativa de un combustible puede realizarse definiendo el contenido de BTU.

Al observar la tabla anterior, es claro el porque se tiene al gas natural como el futuro de los energéticos a nivel mundial, ya que es un combustible altamente efectivo y que se encuentra libre de contaminantes, residuos y emisiones, así como económico y versátil. Además, presenta costos competitivos con gasolina, y GLP, así como reductivos en mantenimiento en vehículos, además de ser considerado como no tóxico.

Otra de las ventajas claras que tiene el gas natural sobre otros combustibles fósiles es el ser considerado como un combustible limpio; el gas natural tiene menores emisiones que el carbón o el petróleo debido a que éstos tienen una estructura molecular mucho más complicada que el gas natural, incluyendo una mayor cantidad de carbono, y varios compuestos de azufre y nitrógeno. Como resultado de lo anterior, no sufren una combustión limpia y produce cenizas que no son quemadas en su totalidad y que son llevadas a la atmósfera.

En contraste, la combustión del gas natural resulta en emisiones mínimas a la atmósfera de dióxido de azufre, monóxido de carbono, hidrocarburos reactivos, óxidos de nitrógeno y dióxido de carbono, reduciéndolas entre un 65% y 90% respecto a otros energéticos. En la siguiente tabla se compara a los principales tres energéticos en cuanto a la contaminación al aire que arrojan:

Tabla 5. Comparación de Contaminación del Aire de los Combustibles Fósiles.

	GAS NATURAL	PETROLEO	CARBON
Dióxido de Carbono (CO ₂)	115	165	210
Monóxido de Carbono (CO)	17	33	20
Hidrocarburos	1.4	5	23
Oxidos de Nitrógeno (NO _x)	100	330	834
Dióxido de Azufre (SO ₂)	0.6	1000	1700
Partículas	5	83	3100

(libras de emisión por millones de BTU de energía consumida)

Fuente: U.S. Environmental Protection Agency; American Gas Association, Gas Research Institute¹¹.

Esto representa una clara ventaja del gas natural sobre los energéticos de mayor demanda a nivel mundial actualmente disponibles; tanto las agencias nacionales para la protección ambiental, en el caso de México SEMARNAP y la PROFEPA, el Grupo Intergubernamental de las Naciones Unidas para los Cambios Climáticos y otros recomiendan el uso del gas natural para evitar el efecto invernadero.

Como se sabe, el efecto invernadero previene al calor de escapar de la tierra, aumentando por ende la temperatura promedio en la atmósfera del planeta,

11:El gas natural juega un papel importante en los esfuerzos internacionales para alcanzar las metas que se tienen en cuanto a los cambios climáticos en el mundo. Stephen Ban. Presidente y CEO del Gas Research Institute, Chicago.

elevando los niveles de los mares y creando climas menos estables en todo el mundo.

La principal causa de este cambio climático se debe a las emisiones de dióxido de carbono (CO₂), ya que se acumula en la atmósfera debido a que tiene un tiempo de vida mayor que otros gases. Como se observa en la tabla 5, al quemarse el gas natural emite 45% menos CO₂ que el carbón y 30% menos que el petróleo.

Lógicamente, las emisiones que dan origen al efecto invernadero dependen directamente del consumo energético y a los cambios en composición de los combustibles fósiles utilizados para proveer servicios energéticos. Por lo tanto, el aumento del uso del gas natural sobre el carbón y el petróleo, asegura tal vez no la reducción de la concentración de los gases a la atmósfera, pero la disminución en su crecimiento y evitar así el llegar a un calentamiento global mayor. Para reducir la concentración de CO₂ en la atmósfera, tendría que estabilizarse para que posteriormente, los absorbentes naturales como plantas y océanos lo pudieran remover del aire a la misma velocidad con la que son emitidos¹².

Es importante señalar la importancia que tiene el evitar fugas de gas natural, ya que el metano, su componente principal, es un compuesto más dañino para el ambiente que el CO₂. Sin embargo, se tiene establecido que los beneficios al usar gas natural sobrepasan las desventajas originadas por las emisiones de metano asociadas con su uso. Específicamente, se tiene que el uso del petróleo tiene por lo menos 1.4 veces más impacto en el calentamiento de la atmósfera que el gas natural, mientras que el carbón tiene efectos mayores por 1.5 veces. Para reducir estas fugas, es vital realizar medidas preventivas en equipos, estaciones de

12: En 1992, en Río de Janeiro, Brasil, diversas naciones acordaron mantener las emisiones de gases generadoras del efecto invernadero para el año 2000 a niveles de 1990 a través del Tratado de Río, en el cual, se establece como punto inicial para ello, el aumento en el uso del gas natural.

compresión, medidores, ductos y así asegurar la mínima emisión de metano a la atmósfera.

Dentro de las ventajas en el aspecto seguridad, el gas natural tiene un rango de inflamabilidad muy limitado; en concentraciones en el aire por debajo del 4% y por encima de aproximadamente 14% no se encenderá. Además, la temperatura de ignición alta y el rango de inflamabilidad limitado reducen la posibilidad de un incendio o explosión accidental.

Algunas tuberías¹³, 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.

Es así, como la industria del gas natural presenta sus ventajas, las cuales le han dado un nivel competitivo en el sector energético a nivel mundial, y que permiten pronosticar el continuo aumento en el consumo de este hidrocarburo durante las próximas décadas.

13: El gas natural es mucho menos riesgoso que los demás combustibles; en California, en los Estados Unidos, en donde con frecuencia se suscitan terremotos, nunca se han presentado accidentes con el gas natural, lo mismo que en Japón. De ahí que se usen tuberías de polietileno por su flexibilidad, dadas las condiciones de sismicidad, en la Ciudad de México. Angélica Fuentes Tellez, Presidenta de la Asociación Mexicana de Gas Natural.

III. MARCO REGULATORIO.

Una vez establecidas las ventajas competitivas que muestra el gas natural, es necesario señalar las políticas de fomento y el marco regulatorio que fijan las estrategias y lineamientos que se deben seguir para impulsar el crecimiento de la industria del gas natural. Para ello, en este capítulo, se presentan las entidades participantes, el marco regulatorio, las normas referentes a la inversión extranjera y al comercio exterior, la normatividad ecológica, las cuales en su conjunto, buscan establecer una industria competitiva, promoviendo actividades comerciales que agreguen valor y reduzcan el costo de los productos.

ENTORNO.

Siguiendo la política establecida en el Plan Nacional de Desarrollo 1995-2000¹, de impulsar el crecimiento económico sostenido y sustentable, y en conjunto con lo asentado en el Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector de Energía, este sector decidió promover el uso eficiente de los recursos, al tiempo de seguir una política ambiental adecuada. Para ello, es necesario que los productores

1: El Plan Nacional de Desarrollo 1995-2000 establece que la actividad reguladora del Estado no debe obstruir o entorpecer la actividad productiva de los particulares, sino promoverla y que es necesario que la política industrial se desarrolle bajo condiciones reguladoras equitativas, transparentes y eficientes, y estimule la capacidad competitiva de las empresas, la inversión productiva, y, por lo tanto, propicie la creación de más y mejores empleos en la industria y los servicios.

nacionales tengan acceso a los insumos básicos para su producción, y éste es el caso de los combustibles. Los productores deben acceder a los combustibles en condiciones adecuadas de calidad y precio que propicien el uso racional y la conservación de los recursos, así como asegurarse de un suministro oportuno, confiable, y en las cantidades requeridas, en función de los patrones sectoriales y regionales de demanda.

Por lo anterior, el gobierno mexicano ha llevado a cabo una profunda reforma estructural en la industria del gas natural acorde a las necesidades del país, a través de incrementar la inversión en sistemas de transporte y distribución de este combustible, con el objetivo de asegurar una oferta suficiente, oportuna y competitiva, para satisfacer las demandas de la planta productiva y de la generación de energía eléctrica, y aumentar el uso del gas natural como un combustible más económico y limpio. Para la realización de esta reforma, se plantearon cuatro actividades principales²:

- diagnóstico de las causas que habían limitado el desarrollo del sector energético,
- análisis de acciones similares en otros países y su aplicabilidad al caso de nuestro país,
- consulta con los interesados en el desarrollo del sector, e
- instrumentación de la reestructuración de la industria siguiendo un orden lógico y necesario.

2: Informe Anual 1996. Comisión Reguladora de Energía.

De cada uno de estos puntos, se obtuvieron conclusiones que definieron el camino que se ha seguido al realizar esta reestructuración; es claro, que para tener éxito en esta reforma, era necesario atacar las limitaciones que se tenían, mediante el establecimiento de un marco jurídico y regulatorio que alentara la participación de la iniciativa privada en la actividad de distribución y de una apertura de condiciones de competencia en el sector, tanto en precio como en calidad de servicio. Así mismo, al estudiar y revisar las reformas estructurales realizadas en otros países, se detectó que para fomentar la participación de los particulares, un punto importante era el definir claramente las funciones que propietarios, reguladores y operadores deberían de tener, para evitar así, conflictos entre cada una de las entidades, que pudieran detener las políticas proyectadas a largo plazo. Para llevar a cabo la reestructuración del sector, se establecieron los siguientes componentes de la reforma así como el orden lógico de cada fase:

- Decisiones de Política. Su fin consiste en establecer la visión de largo plazo de la industria del gas natural, y en ellas se definió que:
 1. Las actividades de exploración, extracción, producción y venta de primera mano son actividades constitucionalmente reservadas a la nación.
 2. Las actividades de transporte, almacenamiento, distribución y comercialización, exportación e importación pueden ser realizadas por particulares.

Al establecer lo anterior, se asegura que cada entidad participante se dedique a sus actividades, evitando así que se dispersen las obligaciones y

responsabilidades dentro del sector, lo cual fue un aspecto fundamental en el pasado, que detuvo el desarrollo de la industria.

- **Metas de Regulación.** En esta fase, se estableció que la regulación buscará el desarrollo eficiente del sector a largo plazo, fomentando la participación de la iniciativa privada mediante condiciones de competencia dentro de las actividades asignadas a ellos, tomando en cuenta los intereses de los usuarios, y atendiendo a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de servicios.
- **Reglas de Participación.** Se define un régimen de permisos para el transporte, almacenamiento y distribución; así mismo, se establece que las actividades de comercialización, exportación e importación no quedan sujetas al control de la autoridad reguladora.
- **Papel de PEMEX.** Se estableció que PEMEX está sujeto a la regulación, y sus actividades se desarrollarán bajo las mismas condiciones que los particulares.
- **Autoridad reguladora.** Se identificó la necesidad de tener un órgano especializado, encargado de diseñar el marco regulatorio específico y de instrumentar la regulación, concentrando las funciones que antes se encontraban dispersas en distintas dependencias.

Todos estos puntos aseguran que todas las dependencias y entidades gubernamentales y privadas involucradas tengan claro el objetivo final y realicen sus acciones con base en un marco rector preestablecido, que les dé la confianza

de trabajar e instrumentar proyectos concretos, que representan nuevas oportunidades de inversión para el sector.

ENTIDADES PARTICIPANTES.

Establecidas las fases que se seguirían en la reestructuración de la industria del gas natural, es importante el señalar las entidades que participan en el nuevo mercado, así como las actividades que tendrán a su cargo.

En el siguiente cuadro se tiene una visión clara de la forma en que se constituyen los participantes en el mercado del gas natural de acuerdo a la oferta³ y demanda⁴ de este combustible:

SECRETARÍA DE ENERGÍA		COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA	
OFERTA		DEMANDA	
PRODUCCIÓN E IMPORTACIÓN		CONSUMO	
PUBLICOS	PEMEX: PEP PGPB	PUBLICOS:	PEMEX COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD LUZ Y FUERZA DEL CENTRO
PARTICULARES:	ALMACENAMIENTO TRANSPORTE DISTRIBUCIÓN COMERCIALIZACIÓN	PARTICULARES:	AGRÍCOLA INDUSTRIAL RESIDENCIAL COMERCIAL SERVICIOS TRANSPORTE VEHICULAR GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

Cuadro 1. Participantes en el Mercado el Gas Natural.

De este cuadro, se derivan las actividades de cada una de las entidades particulares y públicas que participan en el sector energético del gas natural:

- Secretaría de Energía (SE): Conduce la política energética del país, aplicando los derechos de la nación en materia de petróleo y demás hidrocarburos,

3: Oferta: Son las distintas cantidades de un bien o servicio disponibles o que el fabricante dispone para su venta en el mercado, de acuerdo con los precios de venta.

4: Demanda: Son las distintas cantidades de un bien o servicio requeridas para cubrir las necesidades de los adquirentes, a los diferentes precios dentro de un mercado.

estableciendo las estrategias a mediano y largo plazos, fijando las directrices económicas y sociales del sector energético nacional, así como el cumplimiento de la normatividad ecológica; enfocándose en el gas natural, promueve la participación de particulares, con apego a la legislación en los rubros no considerados estratégicos, como es el caso del transporte, distribución y almacenamiento.

- Comisión Reguladora de Energía (CRE): Promueve el desarrollo eficiente de los sectores del gas y la energía eléctrica en beneficio de los usuarios, regulando los monopolios naturales y legales en estas industrias, en una forma autónoma de la Secretaría de Energía.

Entre sus principales atribuciones en materia de gas natural, están:

- a) Aprobar los términos y condiciones a los que se deberán de sujetar las ventas de primera mano, así como la expedición de la metodología para la determinación de su precio máximo.
- b) Aprobar los términos y condiciones a que deberán sujetarse el transporte, almacenamiento y distribución, así como la expedición de las directivas que establecen la metodología para el cálculo de sus tarifas.
- c) Definir los criterios y lineamientos para determinar los centros de población como zonas geográficas para fines de distribución de gas natural.
- d) Otorgar y revocar permisos y autorizaciones para las actividades reguladas de distribución, almacenamiento y transporte del gas natural.

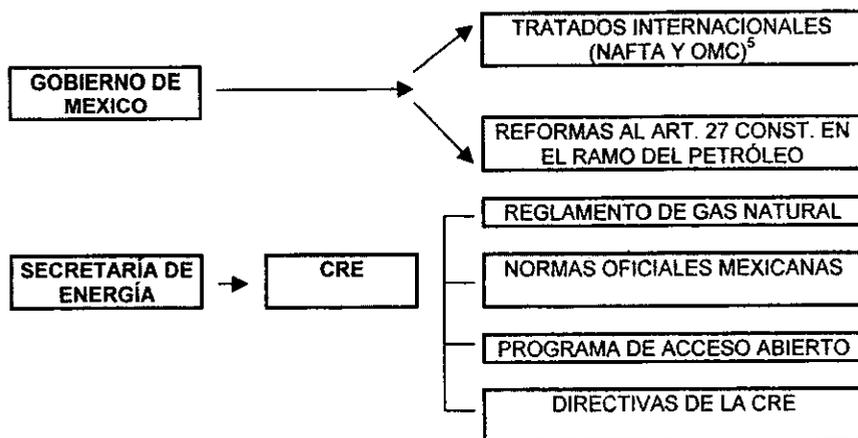
- e) Supervisar el cumplimiento de las disposiciones, resolver controversias e imponer sanciones administrativas.
- Petróleos Mexicanos (PEMEX): De acuerdo a su estructura orgánica, serán dos de sus cuatro líneas de negocio las encargadas de tratar con lo relativo al gas natural:
 - Pemex Exploración y Perforación (PEP): Se encarga de la exploración y explotación del petróleo crudo y gas natural, así como de su transporte, almacenamiento y comercialización.
 - Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB): Procesa, almacena, transporta, distribuye y comercializa el gas natural, líquidos del gas natural, gas artificial y derivados.

De acuerdo a lo anterior, se define que Pemex continúa siendo el encargado de las actividades de extracción, producción y procesamiento, manteniendo la propiedad y operación de los ductos que utilice para ello. Para el transporte, deberá solicitar los permisos correspondientes a la Comisión Reguladora de Energía, siguiendo los lineamientos establecidos.

- Sector Eléctrico: Conformado por la Comisión Federal de Electricidad, Luz y Fuerza del Centro, y por productores particulares, que consumen el gas natural para la generación de electricidad.
- Otros: Conformado por distintos sectores que utilizaran el gas natural como combustible.

REGULACIÓN.

Para asegurarse de que cada una de estas entidades participen en un mercado competitivo justo, es necesario establecer un marco que regule el papel y las actividades de cada una de ellas. Para tener una mejor visualización de éste, se presenta el siguiente cuadro:



Cuadro 2. Marco Regulatorio de la Industria del Gas Natural.

Ley Reglamentaria Del Artículo 27 Constitucional en el ramo del Petróleo.

Durante el inicio de la reestructuración en el sector del gas natural, se detectó la necesidad de modificar la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo, permitiendo el acceso al mercado del gas natural a los inversionistas de los sectores social y privado. En ella, se establece que las actividades estratégicas reservadas al Estado, exploración, explotación,

5: NAFTA: North America Free Trade Agreement. Tratado de Libre Comercio de América del Norte.
OMC: Organización Mundial de Comercio.

producción y ventas de primera mano, se separan de aquellas abiertas a la participación del sector privado, las cuales abarcan la construcción, operación y propiedad de sistemas de transporte, almacenamiento y distribución, así como la comercialización del gas natural. Lo anterior, se podrá llevar a cabo a través de un régimen de permisos y requisitos, los cuales se establecen en la misma Ley Reglamentaria.

Con esto, se definen las bases jurídicas que definen la participación de la iniciativa privada, y las condiciones de competencia especificando las obligaciones de los permisionarios.

Tratados Internacionales.

El hablar de la importancia que tienen los Tratados Internacionales en el mercado del gas natural radica en la modernización de la economía nacional para normar la inversión extranjera, asegurándose una transparencia en las actividades comerciales. De acuerdo a la reglamentación, se tiene que los servicios de transporte, almacenamiento y distribución no forman parte de las actividades restringidas al Estado, por lo tanto, estas actividades están abiertas a la inversión extranjera con una participación mayoritaria, en determinado caso, de capital; así mismo, en lo referente a la construcción de ductos, se establece que la participación de capital extranjero se limita a un 49%, existiendo la posibilidad de incrementarlo previa autorización de la comisión respectiva.

El Tratado de Libre Comercio de América del Norte señala en el capítulo sexto, lineamientos referentes a la apertura comercial en materia de energéticos,

específicamente sobre energía y petroquímica básica. En cuanto al gas natural, se tiene la fracción 2711.21.01, y establece que las importaciones provenientes de Estados Unidos y Canadá se encuentran libres del permiso previo de importación desde el 1º de enero de 1996; el arancel se continúa aplicando, disminuyendo un punto porcentual anualmente a partir del 6% establecido para 1997, hasta llegar al 0% el último día del año 2002. El mismo documento establece los aranceles de transición para las zonas libres:

Tabla 6. Aranceles de Transición en Zonas Libres

Tipo de Importación	Zona comprendida	Arancel (%)	Fin del tratamiento preferencial
Para fines comerciales y de servicios en la región fronteriza.	Baja California Norte Baja California Sur Sonora ⁶	0	31 diciembre 2000
Para fines industriales	Franja fronteriza Norte ⁷ Baja California Norte Baja California Sur Sonora ⁶	0	31 diciembre 2000

Fuente: Comisión Reguladora de Energía.

De acuerdo a la tabla 6, se podrá beneficiar de un tratamiento preferencial todas aquellas personas que obtengan su registro dentro de las zonas mencionadas, y las industrias registradas ante la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial (SECOFI). Hay que señalar que para la franja fronteriza norte, para importaciones con fines comerciales y de servicios en la franja fronteriza, el tratamiento preferencial culminó el 31 de diciembre de 1997.

6: Región comprendida entre: al norte, línea divisoria internacional desde el cauce del río Colorado, hasta el punto situado en esa línea a 10 km al oeste de Sonoita; de éste punto, una línea recta hasta la costa, a un punto situado a 10 km al este de Puerto Peñasco; siguiendo el cauce de ese río, hacia el norte hasta la línea divisoria internacional.

7: Territorio entre la línea divisoria internacional del norte del país y la línea paralela a 20 km hacia el interior del país, en el tramo comprendido entre el límite de la región de Sonora y el Golfo de México, así como el municipio fronterizo de Cananea, Sonora.

Reglamento del Gas Natural⁸.

Este ordenamiento normatiza la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el ramo del Petróleo, con el objeto de regular las ventas de primera mano, así como las actividades y los servicios que no forman parte de la industria petrolera en materia del gas natural, a efecto de asegurar su suministro eficiente.

En él se establecen disposiciones generales como son los procedimientos para el otorgamiento de permisos para las actividades reguladas, modificaciones, transferencia, extinción, revocación, duración de los mismos, disposiciones específicas para el transporte, almacenamiento y distribución, prestación de servicios, tarifas, precio de venta al usuario final, regulación, términos y condiciones de ventas de primera mano, así como sanciones y disposiciones finales; todo lo anterior encaminado a promover el acceso abierto al servicio de transporte y distribución en ductos, la reducción de la concentración de mercados y de la integración vertical, y el establecimiento de una metodología para el cálculo y determinación de precios y tarifas, que permita el acceso a servicios en condiciones de seguridad y calidad y que eviten así, prácticas discriminatorias entre los usuarios.

Normas Oficiales Mexicanas y Directivas de la CRE.

El Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural (CCNNGN), presidido por la CRE y constituido de conformidad con la Ley Federal sobre

⁸: El reglamento del gas natural combina la promoción de la competencia, con la regulación de los monopolios naturales y legales.

Metrología y Normalización, fue creado con el propósito de elaborar Normas Oficiales Mexicanas en materia de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural; en estas normas, se establecen las condiciones mínimas de seguridad obligatorias para los permisionarios en el diseño, construcción, operación y mantenimiento de los sistemas de gas natural.

Para asegurar que todos los aspectos sean cubiertos en la elaboración de las normas, se estableció la participación de funcionarios de Dependencias y Entidades Gubernamentales del sector energético, Organizaciones Industriales, Asociaciones del Ramo, Colegios y Asociaciones Profesionales, e Instituciones de Educación Superior e Investigación Científica dentro del CCNNGN, teniendo así opiniones de cada una de las entidades que participan directa o indirectamente dentro de la reestructuración de la industria del gas natural.

Las normas emitidas por el CCNNGN son las siguientes:

- NOM-001-SE-1996 Características y especificaciones del gas natural que se inyecte a los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución. Esta norma de emergencia fijó el estándar de calidad del gas natural que se conduce a través de los sistemas de gas del país y fue propuesta con objeto de regular la calidad del gas importado y del producido por PEMEX.
- NOM-001-SECRE-97 Características y especificaciones del gas natural que se inyecta a los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución. Esta norma sustituye a la anterior.
- NOM-002-SECRE-97 Instalaciones de aprovechamiento para gas natural.

- NOM-003-SECRE-97 Construcción y mantenimiento de los sistemas de distribución de gas natural.
- NOM-004-SECRE-97 Uso del gas natural licuado como combustible vehicular: requisitos de seguridad para estaciones de servicio.
- NOM-005-SECRE-97 Uso del gas natural licuado como combustible vehicular; requisitos de seguridad para estaciones de servicio.

Además de las normas anteriores, se tienen los proyectos de norma relativos a:

- a) Construcción, mantenimiento, e inspección de ductos de transporte de gas.
- b) Protección catódica.
- c) Sistemas de distribución para GLP por ductos.
- d) Dispositivos de alivio, presión, períodos máximos permisibles para la calibración y prueba.
- e) Especificaciones técnicas relativas a la construcción, localización y mantenimiento de Estaciones de Medición y Regulación.
- f) Gas natural. Odorización⁹.
- g) Gas natural licuado. Proceso, almacenamiento y manejo en plantas industriales. Requisitos de seguridad.
- h) Localización y clasificación de fugas de gas natural.

Los proyectos de norma anteriores, aseguran, en complemento con las NOM's, seguridad y calidad en la infraestructura que se ha generado a raíz de la liberación del mercado de gas natural.

9: El gas natural no deberá odorizarse a menos que así lo determinen las autoridades competentes, sea pactado en las condiciones contraactuales de entrega de producto con la parte de distribución y cuando existan altas densidades de población. El gas natural deberá ser odorizado en su caso a una concentración tal que permita ser fácilmente detectable al olfato en concentraciones de una quinta parte del límite de explosividad. En México, el odorizante utilizado es el Calodorant.

Así mismo, la Comisión Reguladora de Energía establece tres directivas que precisan algunos elementos de regulación establecidos en el Reglamento del Gas Natural:

- Directiva de Precios y Tarifas. DIR-GAS-001-1996. Tiene por objeto establecer las metodologías, que conforme al Reglamento de Gas Natural, deberán utilizar las empresas reguladas para determinar los precios y las tarifas en la industria del gas natural. Estas metodologías brindan incentivos a los permisionarios para desarrollar su sistema y promover el uso del gas natural como combustible, ya que ofrece la flexibilidad necesaria para ajustarse a las condiciones de mercado particulares en cada proyecto; además reduce el costo de la regulación para el operador, lo que beneficia directamente a los usuarios.
- Directiva de Contabilidad. DIR-GAS-002-1996. Establece los principios contables de aplicación general para los permisionarios, y un catálogo de cuentas que deben utilizar acorde con los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados.
- Directiva de Zonas Geográficas. DIR-GAS-003-1996. Establece los lineamientos generales que la CRE utiliza en el proceso de determinación de zonas geográficas para la distribución del gas natural. En ella, se define cada zona de acuerdo a elementos económicos, técnicos y de planeación urbana, que garantizan el desarrollo de sistemas de distribución, acordes con las prioridades urbanas nacionales y regionales.

Programa de Acceso Abierto 1996-1997.

Este programa establecido para desarrollarse durante 1996 y 1997 garantizó a terceros la utilización de los sistemas de transporte de gas natural de Pemex Gas y Petroquímica Básica. En él se estableció que el sistema se abriría en etapas (Tabla 7), de acuerdo a la potencialidad competitiva de cada uno de los mercados.

Tabla 7. Etapas de Otorgamiento de Acceso Abierto.

Fecha de Inicio. Etapa	Condiciones de Acceso	Sistemas Sectores	Red Involucrada (km)	% Volumen Transportado
1-09-1996 Sistemas aislados	Acceso abierto a todos los usuarios ubicados en los sistemas aislados, sin restricción alguna.	Naco-Hermosillo. Cd. Juárez Piedras Negras	357	2.9
1-01-1997 Acceso limitado a importaciones.	Acceso a usuarios que realicen importaciones iguales o mayores a 5 mmpcd, no estando permitido el acceso a compras en planta.	Chihuahua Torreón Monterrey Reynosa	3722	21.7
1-06-1997 Acceso limitado a compras en planta.	Acceso abierto a los usuarios que realicen compras en planta iguales o mayores a 5 mmpcd.	Cárdenas Minatitlán Tlaxcala Venta de Carpio Salamanca Guadalajara Madero Veracruz Mendoza Valle de México	5672	58.3
8-11-97 Acceso Total	Acceso abierto a todos los usuarios, en todo el sistema nacional de PGPB.	los 14 sectores	TOTAL: 9751	TOTAL: 100

Fuente: Ductos. No. 2. Año 1. Julio-Agosto 1997. p.p.9

Con este proceso de acceso abierto, se prevé que a partir de su inicio, la demanda del gas natural aumentará de 67.9 millones de m³ diarios a 118.9 millones de m³ diarios en un máximo de 9 años.

POLÍTICA ECOLÓGICA.

Como ya se ha mencionado, el aumento reciente del gas natural como combustible radica en sus ventajas ambientales ante otros combustibles. Sin embargo, no sólo es en esta fase cuando se debe de tomar en cuenta al medio ambiente; la Secretaría del Medio Ambiente, Recursos Naturales y Pesca (SEMARNAP), en conjunto con la SE y la SECOFI¹⁰ regulan las actividades relacionadas con la exploración y explotación de los recursos del subsuelo, cuando estas puedan originar desequilibrios ecológicos o daños al ambiente, a través de La Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente.

Referente a la preocupación de promover el empleo de hidrocarburos cuya combustión genere menos contaminación, la Política Integral de Combustibles busca incrementar el uso del gas natural ante el consumo del combustóleo mediante las siguientes actividades:

1. Adecuar las refinerías al uso del gas natural y reducción de la producción de combustóleo de alto contenido de azufre.
2. Conversión de plantas termoeléctricas de combustóleo a gas natural.
3. Construcción de plantas de generación eléctrica mediante la tecnología de ciclo combinado y gas natural.
4. Mayor uso del gas natural como combustible en el sector residencial y comercial.
5. Promoción del desarrollo y fortalecimiento de la infraestructura de abastecimiento de gas natural a través de la participación privada.

10: Secretaría de Comercio y Fomento Industrial.

Una vez mostrada esta conformación que da lugar a la nueva industria del gas natural, se puede afirmar que cada una de las entidades participantes lo está haciendo bajo un clima de seguridad, confianza y responsabilidad, que ha permitido ya en un corto plazo el iniciar la renovación sólida del sector energético en materia del gas natural, y con una visión a largo plazo de una constante expansión, y que contribuye a su vez al desarrollo económico del país, a la competitividad de la industria y al mejoramiento de nuestras condiciones de vida.

IV. PANORAMA MUNDIAL.

Para poder centrarnos en la situación que vive en México el gas natural respecto a la forma en que se produce, consume y comercializa, así como su evolución y proyecciones a futuro, es necesario establecer el panorama de este hidrocarburo a nivel mundial. Por ello, en este capítulo, se reseña la tendencia histórica del consumo mundial de energía primaria, señalando las regiones y países con una amplia actividad de producción y consumo de gas natural, así como aquellas en donde se encuentran las reservas probadas¹ de este hidrocarburo; se analiza también la evolución que se ha tenido al respecto durante los últimos años, y las proyecciones a futuro sobre el consumo del gas natural. Además, se describirá la forma en la que algunos países regulan actualmente su industria del gas natural.

1: Las reservas probadas son las cantidades estimadas que los análisis geológicos e ingenieriles demuestran con razonable certeza, son viables para ser recuperados en los próximos años de los yacimientos conocidos, bajo condiciones económicas y operativas existentes.

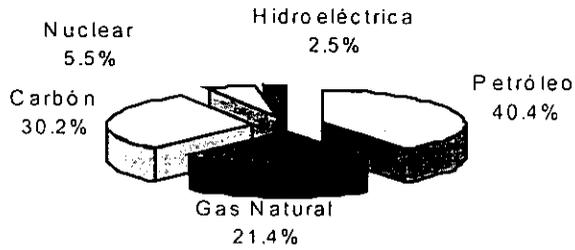
COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DE LA ENERGÍA MUNDIAL.

El desarrollo de la economía mundial ha evolucionado en una forma conjunta con el consumo de energía, debido a la necesidad de ir sustituyendo el uso de fuentes de energía primaria de acuerdo a factores como su disponibilidad, eficiencia, precios, naturaleza, y poder energético. Durante años, el petróleo ha sido la máxima fuente de energía a nivel mundial, sin embargo, a raíz de los problemas internacionales con este hidrocarburo, como lo fueron el movimiento incontrolado de su precio y las políticas desarrolladas en los países industrializados sobre conservación y eficiencia, que originaron crisis energéticas mundiales durante la década pasada, se vio la necesidad de replantear un cambio estructural para evitar una dependencia mundial de los países productores y comercializadores del petróleo, iniciándose por ello un desarrollo acelerado de otras fuentes de energía, y por lo tanto un consumo mayor de ellas, y una reducción significativa en el consumo del petróleo (figura 6).

Como se puede observar en esta figura, la participación de estas fuentes de energía ha sufrido un cambio significativo, teniendo que los consumos de petróleo crudo y carbón han disminuido para dar paso al aumento en el consumo de las demás, principalmente de gas natural y energía nuclear, por las causas y ventajas ya expuestas con anterioridad.

CONSUMO MUNDIAL DE ENERGIA PRIMARIA

1985



1997

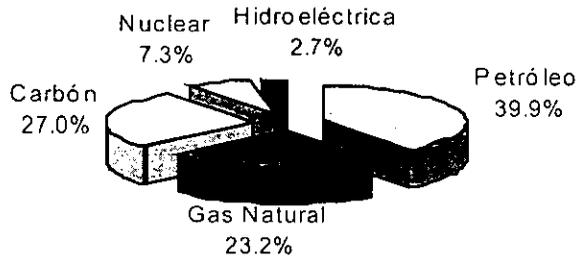


Figura 6. Consumo Mundial de Energía Primaria
Fuente: BP, Statistical Review of World Energy 1998.

Durante el periodo comprendido entre 1985 y 1997, mientras que el petróleo mostró una ligera baja, el carbón sufrió una caída mayor a 3%, teniendo en contraparte, un aumento del consumo del gas natural y de la energía nuclear cercano al 2% en el mismo periodo.

DEMANDA MUNDIAL DEL GAS NATURAL.

De acuerdo al Panorama de Energía Mundial de 1997², publicado por la Administración de Información Energética de los Estados Unidos (Energy Information Administration. IEA), la demanda mundial del gas natural se espera alcance los 145 billones³ de pies cúbicos (4.10 billones de metros cúbicos) para el año 2015, un 85% más que los niveles establecidos en 1995 de 78 billones de pies cúbicos (2.12 billones de m³).

El crecimiento en el consumo de gas natural es equivalente a más de 33 millones de barriles de petróleo al día; en comparación, las proyecciones del uso del petróleo para el año 2015, serán solamente de 35 millones de barriles diarios más que los utilizados en 1995.

El mayor crecimiento en la demanda de gas natural para los próximos años será en los países en desarrollo, y se espera, según el IEO97, un aumento de 5% anual hasta el 2015; se proyecta que en los países asiáticos, el consumo anual de gas aumente en un 8%. La razón de este crecimiento se debe a su uso en la generación de electricidad, y en la necesidad de sustituir combustibles contaminantes en ciudades como Bombay, Shanghai y Beijing.

2: International Energy Outlook 1997. IEO 1997, cit por, Hakes, Jay, Worldwide Natural Gas Supply and Demand and the Outlook for Global LNG trade. Adaptación de testimonio ante el Comité de Recursos Naturales y el Senado de Energía en Julio 23, 1997.

3: 1 billón: 1,000,000,000,000

El consumo de gas natural en África y el Medio Oriente, por su parte, crecerá a tasas anuales de 5.4% y 6% respectivamente.

En América Central y del Sur, el desarrollo para este periodo se estima será de un 5.3% anual, debido a las crecientes necesidades en la región de energía eléctrica y energía para el progreso de su industria. El uso del gas natural en esta zona, permitirá la diversificación de fuentes de energía, ya que actualmente, las plantas hidroeléctricas son empleadas para la generación de energía.

Para los países industrializados, donde los mercados de gas natural se encuentran más desarrollados, también existirá un aumento considerable en la demanda de gas natural. Durante las próximas dos décadas, se espera que ésta crezca en un 2.6% anualmente. En los Estados Unidos, el crecimiento se estima en un 1.7% cada año, dado el aumento en la generación de electricidad a través del uso de gas natural.

Entre los países desarrollados, se proyecta que la región de la Europa del Oeste tendrá el mayor crecimiento en la utilización del gas natural con un 3.8% debido a la reestructuración del sector eléctrico, y a la necesidad de reducir las emisiones contaminantes que generan el efecto invernadero. Así mismo, los gobiernos europeos apoyan el desarrollo de la industria de gas en un intento por sustituir la dependencia que se tiene por el carbón y el petróleo; a su vez, el desarrollo futuro de la oferta continental estará determinado por el precio mínimo de este energético, el cual hará que los yacimientos de los principales países productores, sean rentables.

En Europa oriental, y en la región conformada por los países pertenecientes a la ex-Unión Soviética (EE/eUS), el pronóstico de consumo de gas será de 2.7% anual. Este crecimiento se atribuye a la recuperación económica que se da en los países de la Europa del Este, en los cuales, el desarrollo de la industria se estima crecerá en un 5.2%, recuperación que se considera mayor a la que se predice ocurrirá en los países de la ex-Unión Soviética, en los cuales solo se tendrá un modesto despegue del 2.3% anual.

La integración europea, y la amplia infraestructura que se tiene en este continente, originará el apoyo de la Europa occidental al desarrollo de la industria del gas natural en la Europa del este.

RESERVAS.

Con los datos anteriores, es evidente la importancia que ha tomado el gas natural, al convertirse ya en la tercera fuente de energía primaria en el mundo; debido al desarrollo constante que se espera en la industria del gas natural durante el próximo siglo, es fundamental el tener la certeza de que esta fuente de energía se encuentra disponible para su explotación.

Para finales de 1997, las reservas mundiales probadas de gas natural ascendieron a más de 5112.1 billones de pies cúbicos (144.7 billones de m³), cantidad suficiente para proveer al mundo de gas por los próximos 60 años. De acuerdo a los más recientes estudios, las reservas de gas natural han disminuido ligeramente en los países industrializados, sin embargo han aumentado

considerablemente en los países de Europa del Este y de la ex-Unión Soviética. Entre 1995 y 1996, las reservas de gas en el Oriente Medio crecieron en 20 billones de pies cúbicos (0.6 billones de m³), mientras que las reservas combinadas entre Africa, Europa Occidental y Asia disminuyeron 19 billones de pies cúbicos (0.5 billones de m³).

Aproximadamente, el 73% de las reservas probadas de gas natural se encuentran en los países del Oriente Medio y del grupo EE/ex-US. Las reservas en los países industrializados se han mantenido estables durante los últimos 20 años, sin embargo han tenido una caída constante desde 1993. En contraste, las reservas de la región EE/ex-US y de los países en desarrollo se duplicaron desde entonces. La siguiente tabla, muestra las reservas probadas de gas natural por región, durante los últimos 20 años.

Tabla 8. Reservas Probadas de Gas Natural.

REGION	1977 (m ³)	1987 (m ³)	1996 (m ³)	1997 (m ³)	1997 (ft ³)	R/P (años)
Norte América	8.44	10.23	8.53	8.36	295.4	11.5
Centro y Sur América	2.22	4.25	5.90	6.29	222.3	72.7
Europa	4.21	7.01	5.42	5.57	196.5	19.5
Ex Unión Soviética	26.05	41.06	57.28	56.71	2002.6	86.2
Oriente Medio	20.36	30.70	45.79	48.88	1726.1	>100
Africa	5.88	7.04	9.30	9.87	348.6	>100
Asia-Pacífico	4.19	7.23	9.11	9.08	320.6	37.7
TOTAL	71.35	107.52	141.33	144.76	5112.1	64.1
MEXICO	0.85	2.17	1.92	1.81	63.9	54.6

Datos: en billones

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 1998.

Las reservas de gas natural se encuentran geográficamente dispersas en comparación con las reservas petrolíferas a nivel mundial. A pesar del aumento en el consumo de gas, especialmente durante la última década, la relación

reserva/producción para cada región es alta, indicando el exceso de capacidad y el potencial para una mayor explotación de este recurso. Además, en muchas áreas, existen depósitos de gas que no son tomados como reservas debido a que no existe en estas regiones la infraestructura necesaria para explotar y distribuir este recurso.

En la siguiente figura se muestra la distribución regional de las reservas globales de gas natural:

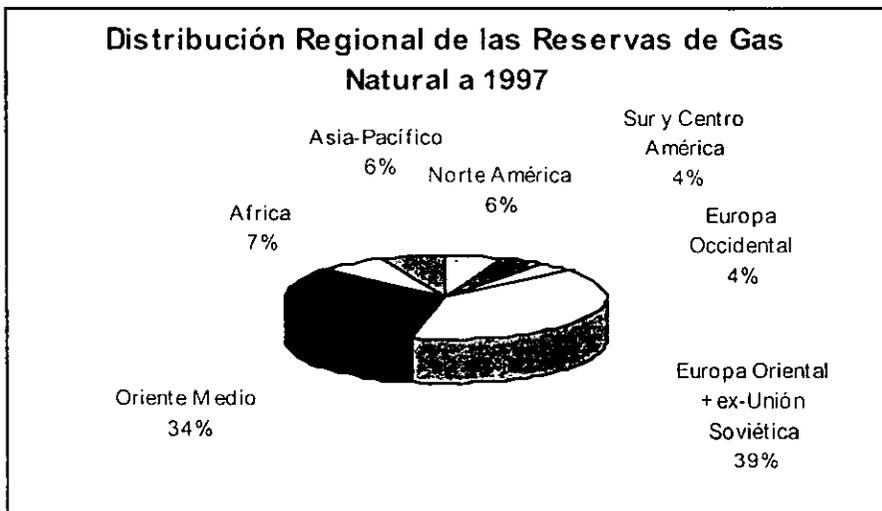


Figura 7. Distribución Regional de Reservas de Gas Natural a 1997.
Fuente: BP Statistical Review of World Energy 1998.

De cada región, tenemos países líderes en cuanto a las reservas de gas natural existentes; por ejemplo, en América del Norte, es Estados Unidos el país que mayor número de reservas tiene, en Centro y Sudamérica es Venezuela, en Europa Occidental lo son Holanda y Noruega, para la región de la ex-Unión

Soviética, Rusia, del Oriente Medio lo es Irán, de Africa, Argelia y Nigeria, y de la zona Asia-Pacífico lo son Malasia e Indonesia.

México, ha mostrado una disminución en sus reservas durante los últimos 10 años, sin embargo, éstas le permiten tener asegurado su abasto por un tiempo de 55 años.

PRODUCCIÓN Y CONSUMO.

La falta de infraestructura es la mayor barrera para aumentar un consumo mundial de gas natural; la mayoría del gas disponible es transportado a través de ductos, lo que requiere condiciones específicas para establecerlos en terrenos adecuados y accesibles. Lo anterior, limita la integración de un mercado internacional, toda vez que la comercialización de gas natural se ve segmentada por regiones geográficas.

En las siguientes tablas, se muestra el comportamiento que han tenido los principales países productores y consumidores del gas natural, así como la producción y consumo totales por cada una de las regiones en el mundo.

Tabla 9. Principales Países Productores de Gas Natural.

PAIS	1990	1994	1995	1996	1997
1. Estados Unidos	514.2	541.8	534.9	540.6	545.3
2. Rusia	597.9	566.4	555.4	561.1	531.0
3. Canadá	99.3	135.9	148.2	153.6	156.8
4. Reino Unido	45.6	65.0	71.2	84.7	87.0
5. Indonesia	45.3	62.9	63.8	67.1	69.0
6. Argelia	49.2	50.6	57.3	59.2	67.5
7. Holanda	60.6	66.4	67.0	75.8	67.1
8. Noruega*	27.8	30.8	31.2	41.0	46.7
9. Uzbequistan	38.1	44.0	45.3	45.7	45.9
10. Arabia Saudita	30.5	37.7	38.0	41.3	43.9

(continúa)

(continuación)

11. Irán	23.2	31.8	35.1	40.2	43.0
12. Malasia	17.8	26.1	28.9	36.7	39.4
13. Emiratos Arabes	20.1	25.8	31.3	36.3	38.9
14. México	26.8	28.7	28.1	31.2	33.1
TOTAL MUNDIAL:	1987.2	2088.9	2130.0	2228.2	2223.0

Datos en miles de millones de m³

Fuente: BP Statistical Report of World Energy 1998.

Tabla 10. Principales Países Consumidores de Gas Natural.

PAIS	1990	1994	1995	1996	1997
1. Estados Unidos	540.3	596.1	620.6	631.7	632.5
2. Rusia	420.1	372.2	353.2	352.2	331.1
3. Reino Unido	52.7	67.2	72.7	84.9	85.8
4. Alemania	59.9	67.9	74.4	83.6	79
5. Canadá	61.8	70.8	70.9	74.3	74.9
6. Ucrania	127.8	81.3	76.2	78.2	72.2
7. Japón	51.2	60.3	61.2	66.1	65.1
8. Italia	43.4	45.3	49.9	51.5	53.9
9. Arabia Saudita	30.5	37.7	38.3	41.3	43.9
10. Holanda	34.4	36.9	37.8	41.7	39.1
11. Uzbequistán	36.8	41.3	42.4	44.4	41.7
12. Francia	29.3	30.9	32.9	36.1	34.7
13. Argentina	20.3	24.3	27.0	31.0	32.9
14. Indonesia	20.1	27.3	30.1	31.4	32.8
15. México	27.8	29.4	29.7	31.2	32.8
TOTAL MUNDIAL:	1965.1	2037.3	2095.5	2200.2	2196.7

Datos en miles de millones de m³

Fuente: BP Statistical Report of World Energy 1998.

Como se observa en las tablas anteriores, México se encuentra actualmente dentro de los primeros quince países productores y consumidores de gas natural; de ello se resume que México produce el 1.5% del gas natural mundial, y consume el mismo porcentaje del gas natural gastado en 1997.

Así mismo, se observa que más del 50% del total de gas natural consumido en el mundo, es por sólo 5 países, mientras que en producción, este porcentaje es superado por sólo 3 países (55%). Lo anterior nos indica que los países más industrializados, producen una gran cantidad de recursos, los cuales les permiten

satisfacer sus necesidades internas, y favorecer el comercio, principalmente con sus vecinos.

Tanto la producción como el consumo mundial, presentaron un crecimiento constante desde 1990, sufriendo una pequeña caída en 1997 menor al 1% respectivamente. Regionalmente, se tiene que en cuanto a producción y consumo:

Tabla 11. Producción y Consumo Regional de Gas Natural.

REGIÓN	19 95		19 96		19 97	
	PRODUCCIÓN	CONSUMO	PRODUCCIÓN	CONSUMO	PRODUCCIÓN	CONSUMO
Norte América	711.2	721.2	725.2	737.2	735.2	740.2
C. y S. América	76.1	76.1	81.8	81.3	87.7	86.4
Europa	246.1	378.3	278.1	420.6	275.5	417.2
ex -Unión Soviética	659.8	522.4	669.0	526.2	623.4	492.7
Oriente Medio	143.4	137.0	157.7	150.4	166.7	157.7
Africa	81.8	43.2	85.2	45.5	94.1	51.0
Asia-Pacífico	211.6	217.3	231.2	239.0	240.4	250.5

Datos en miles de millones de m³

Fuente: BP Statistical Report of World Energy 1998.

En resumen, de acuerdo al análisis de la producción y consumo regionales de gas natural a nivel internacional, se desprende que en los mercados del continente americano, del Oriente Medio y de Asia-Pacífico, se tiene un equilibrio en cuanto a producción y consumo, a diferencia de los mercados europeos y de los países integrantes de la ex-Unión Soviética, los cuales compensan su déficit y superávit de gas entre sí.

De acuerdo al BP Statistical Review of World Energy de 1998, con información de Cedigaz, en cuanto a los movimientos de importación y exportación de gas natural

durante 1997 a través de ductos, se realizaron actividades con 321.7 millones de m³ de gas natural, siendo Canadá, Holanda, Noruega⁴, Rusia y Argelia los principales países exportadores, y Estados Unidos, Alemania, Italia, Francia los principales importadores; referente a los líquidos de gas natural⁵, se intercambiaron 111.3 millones de m³.

MERCADO REGIONAL DE AMERICA DEL NORTE.

Teniendo ya un panorama claro de la situación mundial del gas natural, y ya que existe un limitado mercado global, es necesario tomar en cuenta el comportamiento de la región de América del Norte, zona geográfica en la que se encuentra México, y dos países con una gran potencialidad en el mercado del gas natural como son Estados Unidos y Canadá.

Durante los últimos años, esta región representó en promedio casi un 29.5% del consumo de energía mundial, con consumos importantes de gas natural que representaron el 26.8% del total de energía primaria consumida en la región.

A finales de 1997, las reservas probadas de gas natural en América del Norte fueron de 8.36 billones de m³, correspondientes al 5.8% de las reservas mundiales y que permiten tener una relación de reservas/producción de 11.5 años; las principales reservas de gas natural se encuentran en las Costas del Golfo de México; esta región produjo en 1997, el 33.1% de la producción mundial de gas natural, convirtiéndose en la principal zona productora del mundo, al igual que la de mayor consumo con 33.7% del total consumido en el planeta.

4: Noruega es el máximo abastecedor de gas natural a la parte oriental de Europa, cubriendo un 9% del consumo total de esta región.

5: Líquidos de Gas Natural: Se refiere a la conversión del gas natural en líquidos para su embarque, alterando su estado físico.

El intercambio de gas natural entre los tres países continúa en expansión; durante 1997, Canadá exportó hacia los Estados Unidos 83.4 miles de millones de m³, los cuales corresponden al 13% del total consumido en los Estados Unidos y al 53% del producido por Canadá en ese año; lo anterior, se debe a la amplia red de gasoductos existentes entre ambos países, y a los precios competitivos existentes.

En lo que se refiere al comercio bilateral entre México y Estados Unidos⁶, en 1997 se importaron a México 1.1 millones de m³, mientras que nuestro país exportó solamente 0.4 millones de m³.

Tabla 12. Mercado Norteamericano de Gas Natural en 1997.

PAIS	RESERVAS ^A	PRODUCCION	CONSUMO	IMPORTACION		
				EE.UU.	CANADA	MEXICO
EE.UU.	4.71	545.3	632.5	-	1.2	1.1
CANADA	1.84	156.8	74.9	83.4	-	0
MEXICO	1.81	33.1	32.8	0.4	0	-
TOTAL:	8.36	735.2	740.2			
% MUNDIAL	5.8%	33.1%	33.7%			

A: en billones de m³, el resto en miles de millones de m³

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 1998

Como ya se mencionó, el mercado de gas natural en esta región continuará expandiéndose, con una tasa de crecimiento promedio anual pronosticada en 2%, incluido un aumento en la demanda anual en los Estados Unidos del 1.8%. La producción canadiense se prevé aumentará en un 1.5% anual durante los próximos 15 años.

Según proyecciones de la DOE/IEA, México incrementará en más del doble el consumo de gas natural, potencialidad de crecimiento originada por la relación reservas/producción que para México es de casi 55 años, por 9 y 12 años para

6: Al interconectar la red de Petróleos Mexicanos con los sistemas de ductos de transporte norteamericano a través del sur de Texas y norte de Tamaulipas, se incrementará la capacidad de exportación e importación de gas natural; la interconexión constituye un requisito necesario para la eliminación de barreras arancelarias al comercio de gas natural con el resto de Norteamérica.

Estados Unidos y Canadá respectivamente, y a la reestructuración comercial en la industria nacional del gas natural.

De acuerdo a lo anterior, se puede resumir que Canadá mantendrá su posición de exportador neto, mientras que México, inicialmente importará gas de Estados Unidos para satisfacer el crecimiento acelerado de su demanda.

ESTRUCTURA DEL MERCADO DE GAS NATURAL EN OTROS PAÍSES.

La estructura del mercado de gas natural varía de un país a otro. En Europa, la mayoría de los mercados son controlados por grandes compañías, las cuales por lo general, son dueñas de los sistemas de transporte, y compran y venden gas a compañías distribuidoras y a usuarios finales de gran tamaño. En algunos casos, como en Francia, España e Italia, estas compañías también son propietarias de pequeñas compañías locales de distribución. El caso extremo entre los países Europeos se da en Inglaterra, donde la compañía British Gas es la más productiva; esta compañía es dueña de los sistemas de transferencia y distribución, y provee de gas a la mayoría de los usuarios finales, es decir, a los sectores industrial, comercial y residencial.

En los Estados Unidos, se tiene un perfil diferente; ahí, existen cientos de productores y muchas compañías transportistas, todos en conjunto, trabajando bajo un ambiente de competencia. Las compañías locales de distribución tienen franquicias exclusivas y pueden adquirir libremente el gas de cualquier productor, ducto o punto de venta disponible; los usuarios finales importantes, es decir, los de

gran consumo, están unidos directamente a ductos y tienen varias fuentes de abastecimiento.

REGULACIÓN.

Algunos países como Argentina, Canadá, Colombia, Estados Unidos y el Reino Unido tienen instituciones reguladoras calificadas para tratar con diversos asuntos. Estas instituciones se han constituido como entidades autónomas, con una independencia financiera que le permite asegurar la credibilidad y transparencia de los procesos en los que se toman las decisiones. Estas instituciones reguladoras se preocupan principalmente de normar lo relacionado con precios y tarifas, permisos y contratos, y establecen un panorama claro de aspectos ambientales y de seguridad.

En los Estados Unidos y Canadá, se tienen autoridades regulatorias en cada estado o provincia, las cuales se encargan de controlar la infraestructura de distribución y transportación dentro de su jurisdicción. Por otro lado, en países como Argentina y Colombia, se tiene una comisión reguladora nacional que trata tanto los asuntos federales, como los estatales.

La mayoría de los países europeos, desarrollan políticas de regulación a través de Ministros o Agencias especializadas, como es el caso de las de minería, agricultura y ambiente. En estos países, la regulación no es esencial, ya que la industria del gas está dominada por lo general, por compañías pertenecientes al gobierno.

PRECIOS.

Internacionalmente, se tienen dos sistemas básicos a la regulación de precios: costo de servicio y regulación incentiva. La primera ha sido utilizada en Canadá, Estados Unidos y Colombia, y con modificaciones, en gran parte del mundo. Sin embargo, en últimas fechas, se tiene la tendencia de la regulación incentiva como una forma de promover la reducción de costos y la eficiencia en las actividades reguladas; actualmente sólo Argentina y el Reino Unido utilizan este sistema.

Este sistema permite el ajuste de precios a través de índices de precios al consumidor, del precio del gas y un factor energético de eficiencia. En Argentina, las tarifas por transporte y distribución son ajustadas semestralmente utilizando el índice de precios de producción de los Estados Unidos, y un factor establecido para estimular la eficiencia e inversión en los rubros de construcción, operación y mantenimiento.

CONTRATOS.

El principal propósito de establecer contratos a largo plazo es asegurar el abastecimiento. Varios tipos de contratos proveen a los consumidores con un estándar de servicio que mejor satisface sus necesidades, permitiéndoles escoger entre precios fijos o indexados, descuentos por volumen, precios futuros, etc.

La preferencia por contratos a largo plazo y su duración varían en cada país; por ejemplo, en Holanda, la asociación de distribuidores negocia contratos renovables por 15 años con el monopolio estatal para garantizar el abasto de gas.

DISTRIBUCIÓN.

Al igual que las políticas de precios y de contratos, las seguidas respecto a la distribución cambian de un país a otro. Por ejemplo, en Argentina, a raíz de la reciente reforma, se establecieron zonas de distribución, las cuales no tienen exclusividad en cuanto a la transferencia de gas debido a la existencia de subdistribuidores y de barreras comerciales y/o físicas.

En Colombia, las áreas de exclusividad son determinadas con base al interés público; los contratos de exclusividad establecen la obligación de los distribuidores de mantener tarifas bajas a consumidores pobres como condición para la obtención de derechos de exclusividad para brindar el servicio a clientes económicamente atractivos.

En los Estados Unidos, la autoridad nacional reguladora no puede otorgar exclusividad, solamente extiende certificados de conveniencia y de requisito público, los cuales no tienen vigencia. Los reguladores estatales, otorgan exclusividad a la transportación de gas dentro de los límites estatales y a compañías distribuidoras locales que son consideradas como monopolios virtuales.

En Canadá, las autoridades municipales otorgan franquicias con exclusividad para surtir de servicios de distribución a áreas definidas. Estas franquicias se otorgan por 20 años y pueden ser renovadas por 10 años o más.

En España, al igual que en gran parte de Europa, el sistema de transportación es otorgado a una sola compañía perteneciente al gobierno, la cual también tiene el

derecho exclusivo de servir a los clientes industriales directamente, o a través de una red de distribución. En distribución, las autoridades otorgan concesiones hasta por 75 años, las cuales dan la exclusividad en ella a usuarios industriales medianos y pequeños, y a los sectores comercial y residencial.

PAQUETES COMERCIALES.

La preocupación por establecer la situación en cuanto a la venta o no de paquetes comerciales surgió en Canadá y Estados Unidos, donde los dueños de los ductos ofrecían a los clientes un precio en paquete por el gas y todos los demás servicios. La evolución de una política regulatoria obligó a los propietarios de ductos a eliminar los paquetes comerciales separando el precio del gas y de los servicios y estableciéndolos en una forma independiente. Así, los consumidores podrían escoger a quien comprarle el gas (productores, propietarios de ductos) y a quien contratar para los servicios de transporte y almacenamiento.

En Europa, esta situación de separar los paquetes comerciales no es importante, a excepción del Reino Unido; la competencia es muy limitada en gran parte de Europa por los monopolios establecidos. Por ejemplo, en Francia y España, las principales comercializadoras no solo ofrecen un precio en paquete, sino que aplican un solo precio para consumidores similares sin importar la región en la que se encuentren.

Argentina y Colombia han limitado el poder de las compañías dueñas de los ductos, prohibiéndoles el comerciar con el gas, o tener cualquier tipo de

participación con compañías relacionadas con la producción, comercialización o distribución de gas.

PROCESOS DE LICITACIÓN.

En Canadá, los proyectos de construcción requieren de una oferta pública, que para propósitos prácticos, puede ser considerada como un proceso de licitación. Los inversionistas que deseen construir una red de ductos u otras instalaciones, deben de dar la información relevante del proyecto con el fin de obtener autorización. Si distintas entidades están interesadas en el proyecto, dan la información a la comisión reguladora, la cual llamará a una reunión pública para determinar al ganador.

En Argentina, por ejemplo, la privatización de compañías de distribución y transporte se dio a través de un proceso público de licitación que requería de especificar las condiciones técnicas y financieras de cada una de las propuestas de las partes interesadas. En este caso, el gobierno es poseedor de un mínimo de 30% de cada compañía y a la fuerza laboral se le reserva un 10% de participación.

En Colombia, se diseñó otra forma de licitación; para ganar un proceso de licitación para un proyecto de distribución, es necesario asegurar el servicio en una forma accesible a los segmentos más pobres de la población.

A continuación, se presenta una tabla comparativa con los perfiles de la estructura del gas natural de 4 países, en los cuales se basó la reestructuración de la industria mexicana de gas natural para realizar la reforma actual.

Tabla 13. Perfiles Comparativos de la Estructura de la Industria del Gas Natural.

	ARGENTINA	COLOMBIA	REINO UNIDO	ESTADOS UNIDOS
Estructura	Abastecedores múltiples, dos compañías de transporte y múltiples distribuidores	Abastecedor único, múltiples transportistas y distribuidores.	Abastecedores, transportistas y distribuidores múltiples.	Múltiples compañías con un sistema regional de integración vertical.
Estado de la Autoridad Reguladora	Independiente	Dependiente del Gobierno	Independiente	Agencia Gubernamental
Fecha de la Reforma	1992	Iniciada en 1995	Evolución constante	Evolución constante
Regulación de Precios	Regulación ^a incentiva por índices de precios al consumidor	Tasa de Retorno (costo del servicio)	Regulación ^a incentiva por índices de precios al consumidor	Tasa de Retorno (costo del servicio)
Crecimiento	8%	6%	2%	3%
Demanda Industrial	25%	24%	50%	40%
Residencial	30%	7%	35%	25%
Comercial	10%	24%	-	-
Generación de Electricidad	35%	45%	-	-
Inversión	Privada	Pública/Privada	Privada	Privada

a: Revisión periódica de los precios tope.

Fuente: Lehman Brothers⁷

Con lo anterior, es posible tener una clara visión mundial de la industria del gas natural, la cual nos permite establecer la situación global y condiciones del mercado mundial, que a su vez, derivan las que rigen en la región norteamericana, y nos permite tener un punto de inicio para desarrollar con mayor profundidad la situación que se vive en nuestro país, buscando la penetración de nuevos mercados, la oferta de nuevos servicios y la reducción de costos.

7: Lehman Brothers, cit por, Rosellón, Juan, Regulatory Reform in Mexico's Gas Industry.

V. MERCADO NACIONAL DE GAS NATURAL.

A lo largo de este capítulo, se examina el comportamiento que ha tenido la industria del gas natural durante los últimos años, analizando los aspectos referentes a la oferta, como son las reservas, extracción, procesamiento, infraestructura del transporte, participación nacional, así como los relativos a la demanda determinada por el consumo sectorial y regional a lo largo de nuestro país. Además, se presentará el panorama a futuro que se tiene en el mercado de esta fuente de energía en nuestro país, así como las áreas de interés para

fomentar la participación de empresas privadas, principalmente en lo relativo al transporte y distribución de este hidrocarburo.

OFERTA DEL MERCADO DE GAS NATURAL.

El sector energético en México se ha convertido en un rubro fundamental en el desarrollo económico de nuestro país; así, tenemos que durante los últimos años, la participación del sector energético en el Producto Interno Bruto (PIB) ha sido en promedio de un 3.4%, lo que es un indicativo importante de lo que representa este sector (tabla 14).

Tabla 14. Producto Interno Bruto Nacional.

ANO	PIB NAC. (1)	PIB S. ENERG. (2)	PIB HIDROC. (3)	PIB ELECTR.	PARTIC. S. ENERG. (2/1)	PARTIC. HIDROC. (3/1)
1990	676,067.0	26,986.7	19,566.5	7,430.2	4.1	2.9
1994	1,309,506.3	35,712.9	21,544.2	14,168.7	2.8	1.6
1995	1,683,139.1	52,544.7	36,667.6	15,877.1	3.2	2.2
1996	2,322,285.3	73,062.7	52,426.9	20,635.9	3.2	2.3
1997	2,883,721.0	92,375.5	68,236.7	24,138.8	3.3	2.4

Datos en Millones de pesos corrientes.

Fuente: Secretaría de Energía, con datos de INEGI. Sistema de Cuentas Nacionales de México.

En la tabla anterior, se observa que el Producto Interno Bruto derivado del sector energético, está conformado por los relativos al subsector hidrocarburos y al subsector eléctrico, siendo el primero, el que ha tenido una mayor participación en el PIB nacional dentro del sector energético. En general, el subsector hidrocarburos considera las actividades de extracción de petróleo crudo, gas natural, sus derivados, petroquímica básica, comercio, transporte, telecomunicaciones y otros servicios de la industria petrolera.

Así mismo, comparando la participación individual de cada subsector dentro del sector energético, podemos determinar que durante los últimos años, el subsector

hidrocarburos ha contribuido con un 69% del PIB energético, mostrando un avance constante de aproximadamente 2% anual, ante un 31 % del subsector eléctrico, el cual ha disminuido su participación en el último lustro.

Todo lo anterior es el reflejo del consumo energético en nuestro país, el cual tiene al petróleo crudo como principal fuente de energía y a la industria del petróleo como actividad preponderante de la industria nacional.

RESERVAS DE GAS NATURAL.

México cuenta con reservas de gas natural suficientes para tener un abasto de este energético durante los próximos 40 años; sin embargo, durante la última década, estas han ido disminuyendo constantemente debido a la limitada incorporación de yacimientos y al incremento en la extracción por parte de Pemex Exploración y Producción (tabla 16).

En la siguiente tabla se presentan las reservas de gas natural seco existentes por región en nuestro país:

Tabla 15. Reservas de Gas Natural Seco.

	1990	1994	1995	1996	1997	1998	Variación 1998/1997
Regiones Marinas	319.91	329.79	320.93	329.60	317.11	302.15	-4.7
Región Norte	1069.95	1032.91	1026.90	1026.11	1034.07	1081.73	4.6
Región Sur	667.74	610.54	589.66	560.69	458.88	413.23	-10.0
TOTAL:	2060.15	1973.24	1937.50	1916.96	1810.05	1797.11	-0.8

Datos en miles de millones de metros cúbicos.

Fuente: Anuario Estadístico 1998. PEMEX.

Como se observa en la tabla anterior, la región Norte actualmente presenta el mayor número de reservas de gas natural seco en el país, conformando el 60%

**ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA**

del total de ellas (figura 8). Es en la región sur donde la mayor explotación de ellas se ha dado en los últimos años, teniendo solamente en el último, una disminución de reservas del 10% y en los últimos dos del 35%. Tanto en las regiones marinas (suroeste y noreste) como en la región norte, las reservas se han mantenido constantes, sosteniéndose en los mismos niveles desde el principio de la década de los 90's.

PARTICIPACION REGIONAL DE RESERVAS DE GAS NATURAL

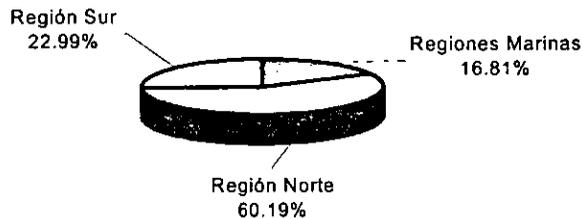


Figura 8. Participación Regional de Reservas de Gas Natural.

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL.

La extracción¹ de gas natural sufrió durante 1996 un aumento considerable respecto a la que se tuvo en años anteriores, en los que se tenía una mínima variación respecto a la cantidad extraída entre un año y otro. A partir de 1994, se ha tenido un aumento en la producción, alcanzando un incremento del 11.6% de 1995 a 1996 y del 6.5% de 1996 a 1997, mientras que en los primeros años de esta década, se extrajeron menores cantidades de gas natural, teniendo una disminución de 1990 a 1994 del 1% aproximadamente cada año.

1: El 86% de gas que se extrae en el país, es gas asociado a la explotación de petróleo. Comisión Reguladora de

La reciente explotación de los yacimientos existentes en la región marina suroeste, y en la región norte, principalmente en la Cuenca de Burgos, ha originado el aumento nacional en la extracción de este hidrocarburo. La siguiente tabla muestra las cantidades extraídas de gas natural durante los últimos años:

Tabla 16. Extracción de Gas Natural.

	1990	1994	1995	1996	1997	Variación 1997/1996	% de Partic. Región 1997
Región Marina Noreste	15.97	15.94	15.49	16.48	18.13	10%	14.33
Región Marina Suroeste	15.69	21.98	23.56	27.78	28.58	2.8%	22.59
Región Sur	58.31	51.18	51.88	56.36	57.94	2.8%	45.80
Región Norte	13.45	13.57	15.52	18.21	21.89	20.3%	17.30
TOTAL:	103.43	102.66	106.46	118.80	126.51	6.5%	100.00

Datos en millones de metros cúbicos diarios.

Fuente: Anuario Estadístico 1998. PEMEX.

Siguiendo la información de la tabla 15, donde tenemos que la región sur actualmente es la que ha tenido una disminución considerable de sus reservas, podemos establecer que ésta se debe a la fuerte explotación que han tenido recientemente los campos que se encuentran en los estados de Tabasco y Chiapas.

En la siguiente tabla, se establece la producción y distribución de gas natural durante los últimos tres años por parte de Pemex Exploración y Producción, donde se establece el destino de este hidrocarburo como materia prima.

Tabla 17. Distribución de Gas Natural.

	1995	1996	1997
Disponibilidad	117643.73	133559.90	146700.65
Producción	106457.09	118804.87	126508.07
Gas amargo	90201.08	100000.00	104899.46
Gas dulce	16256.02	18804.87	21608.61
De PGPB	11158.31	14755.03	20164.26
Distribución	117643.73	133559.90	146700.65
Consumo propio	9232.51	10308.69	10110.45
A la atmósfera	6060.61	12744.27	19994.34
CO ₂	481.45	1331.07	2973.66
Gas	5550.84	11413.20	17020.67
Empaque neto	424.81	396.49	0.00
Condensación en ductos	7929.76	7561.60	7306.71
a Pemex Refinación	623.05	594.73	594.73
a PGPB	93401.30	101925.80	108637.78
directo a ductos	5380.91	7844.80	10790.14
a plantas de proceso	87992.07	94109.32	97847.64
Gas húmedo amargo	80402.15	85924.67	87482.30
Gas húmedo dulce	7589.92	8156.33	10393.66

Datos en miles de m³ diarios

Fuente: Memoria de Labores 1997. PEMEX

Como se puede observar, la mayor parte del gas natural disponible es distribuido a Pemex Gas y Petroquímica Básica, aumentando la cantidad entregada a esta dependencia en una forma constante durante este tiempo. Así mismo, es importante señalar la cantidad de gas emitido a la atmósfera, la cual ha aumentado en más de 300 % en los últimos años, emisión que se atribuye a la falta y falla de equipo en las regiones marinas, a problemas técnicos, como libranzas y corridas de diablos², y fallas temporales en algunos complejos.

2: Métodos de mantenimiento a través de un dispositivo que permite la limpieza interna de ductos, eliminar aire, y para verificar dimensiones interiores del tubo.

PROCESAMIENTO.

Una gran parte del gas natural extraído en pozos es entregado directamente a Pemex Gas y Petroquímica Básica para su consumo; principalmente, el producto distribuido a esta dependencia consiste de gas amargo, del cual se extraen los gases ácidos, como el sulfhídrico (encogimiento ácido), para la obtención de gas dulce y su posterior procesamiento para la obtención de gas seco y residuos húmedos y licuables como el etano, propano y butano (encogimiento por extracción de licuables), los cuales son considerados como productos comerciales (figura 9).

Durante los últimos tres años, las cantidades de gas natural proporcionadas a Pemex Gas y Petroquímica Básica por Pemex Exploración y Producción son:

Tabla 18. Volumen de Gas Natural entregado a PGPB.

	1995	1996	1997
Gas Natural	93785.40	102082.23	108595.23
Amargo*	80844.60	86054.90	87385.79
Dulce*	7560.60	8211.86	10448.92
Seco	5380.20	7843.77	10788.72

*incluye bombeo neumático.

Datos en miles de m³ diarios.

Fuente: Memoria de Labores 1997. PEMEX.

Para su procesamiento, el gas amargo es tratado en 8 Centros con 17 plantas endulzadoras para la obtención de gas natural seco: Nuevo Pemex, Ciudad Pemex, Matapionche, Pajaritos, La Venta, Cactus, Poza Rica, y Reynosa (figura 10). La capacidad instalada en estos centros a 1997 fue de casi 110000 m³ diarios, aumentando en más de 5500 m³ diarios la capacidad de 1996, la cual

disminuyó de la que se tenía desde 1987 a 1995, debido al accidente ocurrido en el Centro Procesador de Cactus. Para evitar interrupciones en el suministro a raíz de este hecho, se aprovechó el total de la capacidad de producción disponible en el resto de los Centros Procesadores de Gas.

Proceso Productivo del Gas Natural y sus Derivados

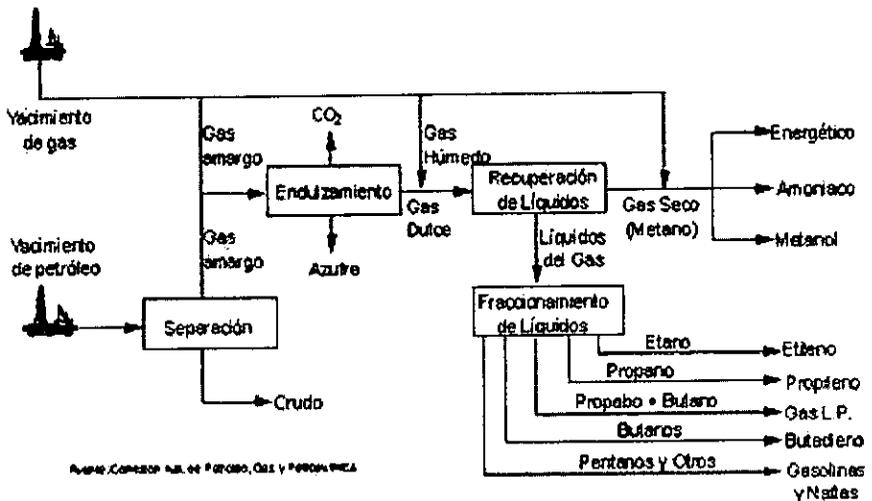


Figura 9. Proceso Productivo del Gas Natural y sus Derivados.

Tabla 19. Proceso de Gas Natural y elaboración de Gas seco.

PROCESO	1994	1995	1996	1997	Variación 1997/1996
Gas húmedo total	90427.64	88700.08	94590.77	98187.48	3.8
Gas húmedo amargo	80345.51	80628.72	85839.71	87340.70	1.8
Gas húmedo dulce	10082.13	8071.37	8779.38	10818.47	23.5
Gas a extracción de licuables	98527.33	93826.11	94873.97	95978.48	1.2
Gas húmedo	89238.18	85896.35	87170.77	90371.00	3.7
Reprocesos	9289.15	7929.76	7703.20	5607.48	-27.3
Producción de Gas Seco	72783.91	70150.10	76210.71	80515.43	5.7

Datos en miles de m³ diarios.

Fuente: Anuario Estadístico 1998. PEMEX.

Además del gas seco producido en estos centros, la oferta disponible es obtenida de corrientes provenientes directamente de campos, y del gas natural importado (tabla 20).

IMPORTACIONES³.

Como parte del origen del gas natural seco disponible en nuestro país se encuentran las importaciones que de este producto se hacen desde Estados Unidos para satisfacer la demanda nacional. Durante 1997, debido a las condiciones climatológicas extremas que existieron a principios del año en la zona norte, la importación aumentó, principalmente en la frontera de Ciudad Juárez. Durante el segundo trimestre del año, las importaciones aumentaron aún más debido a la disminución de la oferta, obligando a realizar movimientos adicionales a los programados para mantener el inventario de gas en sus niveles de operación.

Las importaciones de gas seco durante los últimos cuatro años fueron:

3: Las importaciones corresponden principalmente a zonas no conectadas al sistema nacional de ductos como Hermosillo, Ciudad Juárez y Piedras Negras.

Tabla 20. Importaciones de Gas Natural.

	1994	1995	1996	1997
VOLUMEN	1.2744	1.7638	.85641	1.1011

Datos en miles de millones de m³

Fuente: Memoria de Labores 1997. PEMEX.

Como se puede observar, durante 1996, las importaciones de gas natural disminuyeron considerablemente respecto al nivel que se tenía en los años anteriores, repuntando y estableciéndose para 1997 en los niveles promedio pasados.

INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE.

Para asegurar el transporte y distribución del gas natural a lo largo de nuestro país, se cuenta con un sistema de gasoductos, cuya longitud actual rebasa los 21000 km. Una parte fundamental de este sistema lo conforma la red de ductos de PEMEX, la cual en su mayoría es utilizada para el transporte del hidrocarburo entre sus centros procesadores y los de distribución. Con la apertura del mercado de gas natural, la red de distribución operada por los permisionarios crecerá día con día, rebasando con seguridad el kilometraje que se tiene por parte de PEMEX. Entre los gasoductos de mayor longitud en nuestro país utilizados para el transporte interno se encuentra el que va desde el Centro Procesador de Gas de Cactus en Chiapas en el sur, a San Fernando-Los Ramones en Tamaulipas, al norte del país, con una longitud de 1251 km, el que va de Reynosa a Chihuahua con 966 km, el de Cosoleacaque a Venta de Carpio con 540 km (figura 10).

Esta red de ductos también es empleada para importaciones y exportaciones de gas natural, siendo el más significativo el ducto Hermosillo-Naco en el estado de

Sonora hacia la frontera norte, el cual proporciona contratos a compañías privadas, y provee a la central termoeléctrica de Samalayuca, iniciando su trayecto cerca de El Paso, Texas, y llegando a la central al sur de Cd. Juárez, Chih., con una longitud de 71.3 km, 34.3 de ellos en territorio nacional.

Como ya se estableció con anterioridad, esta amplia red de ductos podrá ser utilizada por permisionarios de acuerdo al otorgamiento del acceso abierto a ductos, permitiendo la participación privada en el transporte, almacenamiento, distribución y comercialización del gas natural.

Tabla 21. Red de Transmisión de Gas Natural.

SECTOR	TRANSPORTE	DISTRIBUCIÓN
PEMEX	10249	1648
PRIVADOS	-	9965
TOTAL:	10249	11613

Datos en km
Fuente: PGBP, CRE.

En cuanto al almacenamiento de gas natural, la única forma activa es a través de su compactamiento o empaquetamiento en ductos.

En resumen, podemos establecer el origen de gas seco durante los últimos años con la siguiente tabla:

Tabla 22. Origen del Gas Natural Seco.

	1994	1995	1996	1997
Producción	72.784	70.150	76.211	80.515
Directo de Campos	4.220	5.381	7.845	10.790
Importación	3.540	4.899	2.379	3.059
Otras corrientes	1.699	1.416	1.189	0.765
Total:	82.271	81.847	87.596	95.129

Datos en millones de m³ diarios.
Fuente: Anuario Estadístico 1998. PEMEX.

DEMANDA DEL MERCADO DE GAS NATURAL.

Establecida ya la parte que conforma la oferta del mercado nacional de gas natural, es necesario analizar los componentes de la demanda nacional:

- ⇒ Sector Eléctrico: Integrado por las compañías Luz y Fuerza del Centro, Comisión Federal de Electricidad.
- ⇒ Sector industrial: Conformado por el consumo de las distintas ramas del sector industrial que utilizan al gas natural en sus procesos de manufactura o extracción, como las industrias química, cementera, vidrio, etc.
- ⇒ Sector doméstico: Formado por el consumo residencial y comercial.
- ⇒ Sector petrolero: Integrado por el consumo que hacen cada una de las subsidiarias de Petróleos Mexicanos.

Durante los últimos años, la distribución y el consumo de gas natural seco ha sido el siguiente:

Tabla 23. Distribución y Consumo del Gas Natural Seco.

	1994	1995	1996	1997
Consumo Pemex	42.99	40.24	43.16	47.10
Exportaciones	0.54	0.59	1.02	1.05
Ventas Internas	38.74	41.46	43.64	45.88
Sector industrial	23.31	25.66	27.07	27.84
Sector eléctrico	13.17	13.99	13.93	15.24
Sector doméstico	2.27	1.78	2.63	2.83
Empaque	0.03	0.00	-0.06	0.00
Total:	82.30	82.30	87.77	94.02

Datos en millones de m³ diarios.

Fuente: Anuario Estadístico 1998. PEMEX.

De la tabla anterior, se observa que durante los últimos años, casi el 50% del gas seco disponible es consumido por Pemex, dejando el resto a las ventas internas de los sectores industrial, eléctrico y doméstico, y al poco volumen que es

exportado a los Estados Unidos (figura 11). Es de resaltar que más del 90% del consumo de gas seco lo realizan el sector eléctrico, industrial y el de Pemex.

**DISTRIBUCIÓN DEL CONSUMO DE GAS SECO
PROMEDIO (1994-1997)**

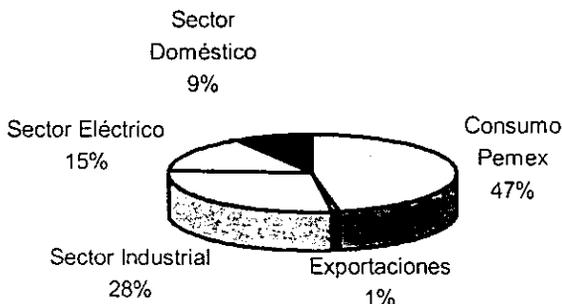


Figura 11. Distribución del consumo de gas seco

También se observa la demanda creciente que ha tenido este hidrocarburo en los últimos dos años; después de haberse mantenido constante durante 1994 y 1995, se presentó un crecimiento del 7% durante 1996 y 1997.

DEMANDA DEL SECTOR PETROLERO.

Al referirnos al sector petrolero, la demanda de gas natural por parte de Petróleos Mexicanos se divide de acuerdo a tres distintos usos que se le da a este hidrocarburo: 1) como combustible para la operación de los equipos de los procesos productivos, 2) como materia prima en las líneas de producción de

diversos procesos, y 3) en el bombeo neumático para incrementar la extracción de hidrocarburos en pozos que tienen dificultades para autofluir. Hay que resaltar que este gas utilizado en estas actividades es recuperado registrándose una mínima cantidad de pérdidas (tabla 24).

Tabla 24. Consumo de Gas Seco por Pemex y sus subsidiarias.

	1994	1995	1996	1997
Pemex Exploración y Producción.	13.48	11.10	14.64	20.02
Pemex Refinación.	3.14	3.20	3.37	4.50
Pemex Petroquímica.	18.63	19.26	18.61	16.43
Pemex Corporativo.	0.03	0.03	0.03	0.03
Pemex Gas y Petroquímica Básica.	7.70	6.66	6.51	6.12
TOTAL:	42.99	40.24	43.16	47.10

Datos en millones de m³ diarios

Fuente: Memoria de Labores 1997. PEMEX.

Como se observa en la tabla anterior, en el último año, Pemex Exploración y Producción se convirtió en la principal subsidiaria de Pemex en cuanto a consumo de gas seco, dejando atrás a Pemex Petroquímica que había sido la de mayor participación en los años previos. Así, estas dos subsidiarias acaparan casi el 80% del gas seco consumido por Pemex, empleándolo como combustible, materia prima y para recirculaciones internas. El gas utilizado por el Corporativo de Pemex, es utilizado en los rubros domésticos de esta dependencia, como lo son los hospitales y las unidades habitacionales.

DEMANDA DEL SECTOR INDUSTRIAL.

El sector industrial, como se observa en la figura 12 es el segundo en importancia en cuanto al consumo de gas natural en México; este sector conformado por las diversas ramas de la industria, es también parte fundamental del desarrollo económico nacional. A raíz de los procesos de sustitución de diesel y combustóleo, generados a consecuencia de la tecnificación y modernización de los procesos productivos y de la normatividad ambiental, se ha impulsado el uso de gas natural y el desarrollo de los sistemas para su conducción. Debido a lo anterior, la demanda de gas natural seguirá desarrollándose durante los próximos años, siguiendo la tendencia que ha tenido en los últimos años, dependiendo del crecimiento económico del país. A continuación se presenta el consumo de gas natural en el sector industrial, por cada una de las ramas que lo conforman.

Tabla 25. Consumo de Gas Natural Seco por el Sector Industrial.

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	% Part. 1996
Siderurgia	5736.29	5636.44	5885.44	6564.15	7373.46	7810.97	23.21
Química	3764.39	3882.79	3940.99	4421.77	4334.79	4529.86	13.46
Cemento ⁴	657.67	981.79	865.90	774.14	734.12	755.53	2.25
Minería	1501.64	1615.91	1699.86	1766.68	1891.17	1967.26	5.85
Papel	1784.19	1429.82	1398.48	1447.56	1341.45	1417.09	4.21
Vidrio	1860.42	1907.80	1946.07	1710.97	1551.82	1593.17	4.73
Fertilizantes	572.24	452.52	649.87	633.53	613.30	680.70	2.02
Cerveza/Malta	325.23	399.84	408.67	459.14	418.09	501.60	1.49
Aguas Envas.	140.83	39.95	138.11	145.84	124.72	126.71	0.38
Automotriz	128.62	108.16	150.25	150.84	139.44	181.38	0.54
Hule	233.77	231.26	143.04	170.49	161.07	183.95	0.55
Aluminio	135.83	193.00	202.94	254.22	240.98	258.64	0.77
Tabaco	17.73	18.03	16.92	17.73	17.37	17.73	0.05
Otras ramas ⁵	6095.95	6066.74	7800.82	7918.40	11255.14	13628.05	40.50

Datos en Miles de m³ diarios

Fuente: El Sector Energético en México 1997. INEGI.

4: La industria del cemento consume una considerable cantidad de energía térmica, representando el combustible entre un 25% y 40% del costo total del producto.

5: Conformada por las ramas alimenticia, textil, calzado, piel, metalmeccánica y bebidas destiladas.

De acuerdo a la tabla anterior, las industrias que tuvieron un mayor consumo de gas natural durante 1996 fueron la siderúrgica con una participación del 23.21% en el mercado, la química con un 13.46%, la minera con 5.85%, vidrio con 4.73% y la del papel/celulosa con 4.21%. En conjunto, estas cinco industrias consumen el 52% del gas natural demandado por el sector industrial; sin embargo, estas industrias no presentaron un importante aumento en cuanto a su consumo de 1995 a 1996, salvo la industria cervecera que creció en ese lapso un 20%. Las industrias que sufrieron un incremento fuerte en sus necesidades de gas natural fueron la automotriz con un 30%, y la del hule con un 14%; en conjunto, las industrias alimenticia, textil, metalmecánica, electrodoméstica, piel y calzado tuvieron un incremento en su demanda del 21.08%.

De 1995 a 1996, el consumo de gas natural del sector industrial tuvo un incremento superior al 5%, lo que es indicativo de la creciente demanda que tiene este hidrocarburo, además que en este mismo tiempo, ninguno de los subsectores industriales tuvo un decremento en su consumo, siendo el 1.59% de la industria de las aguas envasadas, el menor crecimiento en este lapso. El consumo menos significativo lo cubre el subsector del tabaco, seguido por el de las aguas envasadas, automotriz, hule y aluminio.

DEMANDA DE LOS SECTORES ELÉCTRICO Y DOMÉSTICO.

A raíz de la reconversión a gas natural de las plantas de generación eléctrica que utilizan combustóleo, y la construcción de nuevos proyectos para cubrir los

requerimientos de capacidad para el Sistema Eléctrico Nacional en base a plantas de ciclo combinado, el sector eléctrico ha tenido una participación importante en el consumo de gas natural, aumentando de 1994 a 1997 un 5.35% en promedio, siendo el incremento del 9.4% durante 1997 el más importante, y asegurando niveles mayores en la demanda durante los próximos años.

El sector doméstico, en el cual se incluyen los subsectores residencial y comercial, ha tenido una participación poco significativa en el consumo del gas natural; sin embargo, es este sector el que mayores perspectivas tiene, esperando un crecimiento importante en los próximos años, tendencia que se observa ya con el incremento del 48% en el consumo que se tuvo de 1995 a 1996 y del 8% de 1996 a 1997. La poca participación en el mercado por parte de este sector se debe principalmente a la escasa infraestructura para la distribución y transporte, que a su vez se encuentra muy concentrada y no responde a las demandas del mercado; además, actualmente no se ha fomentado el uso de este combustible como sustituto al gas LP en el sector residencial, principalmente en zonas habitacionales.

REGIONALIZACIÓN DEL MERCADO DE GAS NATURAL.

Con el fin de lograr una expansión rápida y eficiente del sector y mercado del gas natural, se estableció la necesidad de señalar zonas geográficas para regionalizar el mercado de gas natural; así, se determinaron las áreas con mayor actividad y potencialidad en el desarrollo de este mercado de acuerdo a los movimientos del

consumo industrial reciente de gas natural, - los cuales muestran que el consumo industrial se concentra principalmente en las regiones noreste y centro del país, mientras que el mayor consumo total se ubica en el sureste y golfo debido a la presencia de gran parte de las instalaciones extractivas y productivas de Pemex, - a la densidad regional de la infraestructura actual de transporte y distribución, niveles de consumo de combustibles, densidad de población, grado de urbanización y cobertura de los servicios públicos, concentración y valor de la actividad económica, y desarrollo industrial, comercial y de servicios.

De acuerdo a lo anterior, las 32 entidades de la República Mexicana se agruparon en ocho regiones:

- Peninsular Norte: Baja California Norte, Baja California Sur.
- Noroeste: Chihuahua, Durango, Sinaloa, Sonora.
- Noreste: Coahuila, Nuevo León, San Luis Potosí, Tamaulipas, Zacatecas.
- Occidente: Aguascalientes, Colima, Guanajuato, Jalisco, Michoacán, Nayarit.
- Golfo: Tabasco, Veracruz.
- Sur: Chiapas, Guerrero, Oaxaca.
- Centro: Hidalgo, México, Morelos, Puebla, Querétaro, Tlaxcala, D.F.
- Peninsular Sureste: Campeche, Quintana Roo, Yucatán.

En la siguiente tabla se muestra el consumo de gas natural seco por cada una de las regiones y por sector durante 1996.

Tabla 26. Consumo de Gas Seco por Región y Sector en 1996.

	Eléctrico	Pemex Autoconsumo	Pemex Materia Prima	Pemex Recirculación Interna	Industrial	Doméstico	Total Región
Peninsular Norte	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Noroeste	2112.6	370.0	284.9	0.0	1208.1	505.9	4481.5
Noreste	3531.8	2505.0	0.0	0.0	11148.9	1865.8	19051.5
Occidente	55.2	1420.0	550.2	0.0	4436.8	0.0	6462.2
Centro	6611.6	1178.0	514.6	0.0	72437.3	261.8	15813.3
Golfo	1620.7	23518.0	3911.1	5679.6	3029.8	0.0	37759.2
Sur	0.0	2321.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2321.0
Peninsular Sureste	0.0	2929.1	0.0	3889.4	0.0	0.0	6818.5
Total Sector:	13931.9	34241.1	5260.8	9569.0	27070.9	2633.5	92707.2

Datos en miles de m³ diarios

Fuente: Comisión Reguladora de Energía.

Como se puede observar, las regiones noreste, centro y occidente consumen la mayor parte del gas seco del sector industrial, debido principalmente a que en estas zonas se encuentran la mayor parte de la planta productiva, principalmente en los estados de Nuevo León, Querétaro, Jalisco y el Distrito Federal y su área conurbada.

Así mismo, las zonas con menos densidad poblacional y de menor desarrollo en nuestro país, como son la península de Baja California y la zona sur respectivamente, presentan los menores consumos de gas seco; la participación de Petróleos Mexicanos en el consumo de gas seco permite que las regiones del golfo y la peninsular sureste tengan importancia en esta distribución; mientras que el uso de este hidrocarburo en el sector eléctrico, industrial, y doméstico permite que las regiones noroeste, noreste y centro tengan un amplio consumo de gas natural.

EXPORTACIONES.

Para terminar el análisis de la demanda en nuestro país del gas natural, es necesario mostrar las exportaciones que se hacen hacia Estados Unidos, debido principalmente a la sobrecarga en los ductos de la región norte que obligan a exportar el excedente hacia el sur de Texas.

Tabla 27. Exportaciones de Gas Seco.

	1994	1995	1996	1997
VOLUMEN	193.71	214.10	367.03	377.23

Datos en millones de m³

Fuente: Memoria de Labores 1997. PEMEX.

De acuerdo a lo expuesto en este capítulo, tenemos que la oferta de gas natural seco ha comenzado a satisfacer casi en su totalidad la demanda existente (tabla 28).

Tabla 28. Balance entre Oferta y Demanda de Gas Seco.

	1994	1995	1996	1997
PRODUCCION^A	78.73	76.95	85.22	92.07
CONSUMO^B	81.76	81.71	86.75	92.97
% CUBIERTO (A/B)	96.30	94.17	98.23	99.03

A: Total del origen del gas seco – importaciones.

B: Total de consumo de gas seco – exportaciones.

Datos en millones de m³ diarios respecto con información de Tablas 22 y 23.

Podemos ver que en 1997, se satisfizo casi en su totalidad la demanda de gas seco en el país, notándose un aumento importante en la producción de 1994 a la fecha del 17%; anualmente, se ha tenido un crecimiento de la producción en promedio del 5.5%, mientras que la demanda lo ha hecho en un 4.42%. El total de la demanda de gas natural, se logró satisfacer a través de las importaciones, que como se observa en la tabla 20 han ido disminuyendo.

Durante los próximos años, se tiene estimado que la demanda del gas natural crecerá a un ritmo más elevado que el que se tuvo durante los últimos años, por lo que será necesario establecer estrategias que permitan satisfacer esta demanda, principalmente en lo que se refiere a la exploración, producción e incorporación de tecnología.

PROYECCION DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL.

Para establecer el consumo futuro del gas natural, es necesario considerar la información presentada en la primera parte de este capítulo, en donde se indica que el mercado de gas natural esta repartido en dos ramas principalmente, el consumo que hace Pemex y sus subsidiarias, y las ventas internas a los sectores industrial, eléctrico y doméstico.

Para determinar la tendencia que seguirán cada una de estas ramas, se analizarán los posibles factores que pudieran alterar el nivel de consumo que se ha tenido durante los últimos años, así como los nuevos mercados que pudieran incrementar el consumo de gas natural.

- El factor principal que generará un aumento del consumo de gas natural en México, sin importar el nivel actual de consumo de cada rama, es la entrada en vigor de la nueva Ley del Equilibrio Ecológico, la cual, en conjunto con nuevas normas ambientales, limitan la emisión de contaminantes, impactando de manera importante la demanda de combustibles ecológicos en zonas que actualmente presentan problemas importantes de contaminación.
- Referente al crecimiento del Sector Eléctrico, se prevé que los requerimientos de capacidad adicional para el Sistema Eléctrico Nacional aumentarán considerablemente, por lo que la construcción de nuevas plantas generadoras y la conversión de las actuales obligará el uso de combustibles ecológicos, como es el caso del gas natural.

- La liberalización de las actividades de transporte y distribución de gas natural permitirá el crecimiento en el consumo de este hidrocarburo por parte del sector doméstico.
- La apertura de condiciones más favorables para el uso del gas natural como combustible alternativo en unidades utilizadas para el transporte vehicular, principalmente en zonas críticas como la Ciudad de México.

Todos estos factores permiten asegurar que la demanda de gas natural en nuestro país crecerá rápidamente en la próxima década; a continuación se presenta la tendencia que pudiera seguir el consumo de gas natural a nivel nacional, así como el de los diversos sectores involucrados en este consumo y los proyectos que en materia de producción, transporte y distribución, tratarán de satisfacer la demanda de este hidrocarburo.

SECTOR TRANSPORTE VEHICULAR.

La contaminación ambiental provocada por las emisiones vehiculares, es una de las grandes preocupaciones de los habitantes de la Ciudad de México; distintas soluciones se han planteado, sin embargo ninguna de ellas ha dado los resultados esperados. Por ello, la opción de utilizar el gas natural comprimido como combustible alternativo en vehículos de uso intensivo, ofrece una respuesta real a la problemática ambiental en la Ciudad de México, y en todos aquellos lugares donde la contaminación es generada por el sector vehicular; lo anterior es evidente al establecer que el gas natural contiene 130 octanos, cantidad superior a

la de cualquier gasolina existente en el mercado mundial, lo que hace que genere menos contaminación. De acuerdo a estimaciones de la Asociación Mexicana de Gas Natural, si se convirtieran 450 mil vehículos, la contaminación generada por el transporte se reduciría entre un 35 y 45% por lo menos, reduciendo también la posibilidad del efecto invernadero, descrito ya con anterioridad.

Sin embargo, surge actualmente la dificultad de que en la ciudad de México y su área metropolitana no existen hasta el momento estaciones de servicio que surtieran gas natural, lo que origina en los propietarios de vehículos el temor a hacer la transformación por el desabasto de combustible. La infraestructura necesaria para instalar las estaciones de servicio está conformada por tanques de almacenamiento y compresores de gas para alimentar los vehículos. El costo de una instalación de este tipo, con capacidad para recargar 50 vehículos simultáneamente sería de 2 millones de dólares. Actualmente, se construye la primera estación de servicio ubicada en el área del toreo de Cuatro Caminos, y en donde participan las empresas gaseras Gas de France y Combustibles Ecológicos.

Sobre el costo que representa la adaptación a gas natural de los vehículos de gasolina, éste fluctúa entre 3500 y 4000 dólares⁶, incluyendo el tanque de 40 litros y la instalación necesaria. Esta inversión se recuperaría en un plazo aproximado de 10 meses a 1 año, hablando siempre de vehículos de uso intensivo; de ahí en adelante se tendría un ahorro considerable por la diferencia de precio entre la gasolina y el gas (aproximadamente un 36%), y sobre todo por el mantenimiento que sería mínimo.

6: Asociación Mexicana de Gas Natural.

A continuación se presenta el consumo estimado de gas natural durante los próximos cinco años, de acuerdo a los vehículos registrados en el D.F. a 1996, y a la información proporcionada por la Dirección General de Proyectos Ambientales del Departamento del Distrito Federal, sobre los factores de penetración en conversión de vehículos a gas natural y la tasa estimada de crecimiento anual de cada uso vehicular.

Tabla 29. Penetración del Sector vehicular en el Mercado de Gas Natural.

Tipo y Uso del Vehículo	No. de Veh.1996	Tasa de Crecimiento	% de Penetración en Conversión a Gas Natural					
			1998	1999	2000	2001	2002	2003
Transporte Conces.	113,999		0	1.5	3.0	5.0	7.5	10.0
Minibuses	22,834	-2.0						
Autobuses	126	1.0						
Taxis	86,899	0.0						
Vagonetas	4,140	-2.0						
Automóviles								
Particulares	2,358,855	4.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Oficiales	112,516	1.7	2.0	4.0	5.0	6.0	7.5	10.0
Camiones de Pasajeros.								
Particulares	3,636	1.0	0	1.5	3.0	5.0	7.5	10.0
Públicos	9,236	1.0	2.0	4.0	5.0	6.0	7.5	10.0
Camiones de carga	185,522	3.5	0	1.5	3.0	5.0	7.5	10.0

Fuente: www.ddf.gob.mx. Dirección General de Proyectos Ambientales del DDF. CRE

De acuerdo a los datos anteriores, el estimado de vehículos convertidos a gas natural durante los próximos años es:

Tabla 30. Estimación de Vehículos convertidos a Gas Natural.

	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Transporte Conces.						
Minibuses	0	322	632	1032	1517	1982
Autobuses	0	2	4	7	10	14
Taxis	0	1303	2607	4345	6517	8690
Vagonetas	0	58	115	187	275	359
Automóviles						
Particulares	0	0	0	0	0	0
Oficiales	2327	4734	6018	7345	9337	12661
Camiones de Pasajeros.						
Particulares	0	56	114	191	289	390
Públicos	188	381	481	582	735	990
Transporte de Carga	0	3085	6387	11017	17104	23604
TOTAL:	2516	9943	16356	24706	35785	48690
TOTAL DE AUTOS EN PARQUE VEHICULAR:	2,992,512	3,103,114	3,218,087	3,337,603	3,461,841	3,590,987
% DE AUTOS CONVERT:	0.08	0.32	0.51	0.74	1.03	1.36

De la tabla anterior, se puede resumir que la conversión a gas natural del parque vehicular en la Zona Metropolitana de la Ciudad de México es un proceso lento, debido principalmente a que los automóviles particulares no están contemplados durante estos años de proyección como viables a sufrir esta conversión por el alto costo de ella, y considerando principalmente los vehículos de uso intensivo para sufrir esta conversión.

A pesar de lo anterior, los requerimientos de gas natural para los vehículos convertidos serían:

Tabla 31. Estimación de Gas Natural requerido en el Sector Transporte Vehicular para el Periodo 1998-2003.

	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Transporte Conces.						
Minibuses	0.000	7.124	13.963	22.806	33.524	43.805
Autobuses	0.000	0.065	0.132	0.222	0.337	0.454
Taxis	0.000	9.876	19.752	32.920	49.380	65.840
Vagonetas	0.000	0.775	1.519	2.481	3.647	4.765
Automóviles						
Particulares	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Oficiales	2.910	5.918	7.524	9.182	11.672	15.828
Camiones de Pasajeros.						
Particulares	0.000	1.887	3.813	6.418	9.723	13.094
Públicos	6.329	12.785	16.141	19.563	24.699	33.261
Transporte de Carga	0.000	41.455	85.811	148.024	229.807	317.133
TOTAL:	9.239	79.886	148.654	241.616	362.789	494.180
TOTAL DE COMBUSTIBLE NECESARIO¹	7646.28	7863.50	8089.39	8324.28	8568.48	8822.34

1: En unidades de gas natural, equivalentes a los litros de diesel y gasolina necesarios.
 Datos en millones de m³ de gas natural.

De la tabla 31, podemos apreciar que la demanda de gas natural para uso vehicular en el año 2003 se estima será de 494.18 millones de m³ habiéndose transformado 48690 unidades y con un porcentaje de conversión del 5.60 respecto a la cantidad de combustible necesaria, comparando con lo esperado en 1998 en el que este porcentaje se estima será únicamente del 0.12. Así mismo, se observa

que la demanda por parte de este sector crecerá en una forma importante año con año, siendo el consumo estimado para el 2003, más de 5000% por encima del esperado en 1998.

SECTOR PETROLERO.

El sector petrolero es el principal consumidor de gas natural seco en nuestro país a través de Petróleos Mexicanos y sus subsidiarias. A partir de 1997, el consumo y las actividades registradas por Pemex Petroquímica pasaron a formar parte del registro del sector industrial, debido a la participación de particulares en la industria petroquímica nacional. Como resultado de esta desincorporación, el sector petrolero basará su demanda de gas natural en las necesidades de Pemex Exploración y Producción, Pemex Gas y Petroquímica Básica, Pemex Refinación y Pemex Corporativo.

De acuerdo a lo anterior, los factores que definen el futuro de la demanda de este hidrocarburo para los próximos años dentro del sector petrolero son:

- Para Pemex Refinación, las necesidades originadas por la transformación de las plantas del llamado Paquete Ecológico, Cadereyta, Madero, Minatitlán, Salamanca y Tula, a utilizar gas en lugar de combustóleo, como combustible principal en calderas, quemadores y hornos de acuerdo a la normatividad ecológica, la puesta en operación de plantas de alquilación de las refinerías de Salamanca y Salina Cruz, la planta catalítica del proyecto de ampliación de la refinería de Cadereyta, y la futura modernización de instalaciones en las refinerías de Minatitlán, Salina Cruz, Salamanca y Madero.

En estos casos, el gas natural se empleará en turbinas que impulsan bombas, compresores y generadores de energía eléctrica, y en la generación de hidrógeno para complementar el que se produce en plantas de reformación a partir del 2001.

- En el caso de Pemex Gas y Petroquímica Básica, la demanda de gas natural dependerá del restablecimiento total de la operación del Centro Procesador de Gas de Cactus, la construcción de nuevas plantas criogénicas y la modernización de las ya existentes, principalmente en Nuevo Pemex, Cd. Pemex, Cactus y Poza Rica.
- Pemex Corporativo continuará utilizando el gas natural como combustible para emplearlo en hospitales y unidades habitacionales con el ritmo de crecimiento actual.

De acuerdo a la tendencia que sigue el consumo de gas natural por Pemex y sus subsidiarias, y a los factores que originarán cambios en ella durante los próximos años, se tiene la siguiente estimación al consumo de gas natural por parte del sector petrolero:

Tabla 31. Estimación de Gas Natural Seco requerido en el Sector Petrolero para el Periodo 1998-2003.

	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Pemex Refinación.	6.92	7.57	9.35	11.97	13.19	15.39
Pemex Corporativo.	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
Pemex Gas y Petroquímica Básica	7.46	7.76	8.24	9.06	9.45	10.10
SECTOR PETROLERO	14.41	15.37	17.62	21.07	22.67	25.52
SECTOR PETROLERO¹	5260.65	5609.27	6431.02	7689.33	8274.51	9314.54

Datos en millones de m³ diarios. 1: en millones de m³ anuales.

No incluye consumo de PEP a través de recirculaciones y lo utilizado en bombeo.

De acuerdo a esta estimación, el consumo de gas natural por parte del sector petrolero aumentará durante los próximos 5 años un 77.1%, esto es un

incremento anual en promedio del 12.85%, siendo Pemex Refinación la subsidiaria con el mayor crecimiento esperado durante este periodo, convirtiéndose en la principal consumidora de gas natural seco dentro de Petróleos Mexicanos.

SECTORES ELÉCTRICO Y DOMÉSTICO.

El sector eléctrico, sin lugar a dudas es el que mayores requerimientos de gas natural necesitará en los próximos años; lo anterior es el resultado de la de conversión a gas natural de sus unidades generadoras existentes a raíz de la implementación de la normatividad ecológica y a la construcción de unidades generadoras que utilizarán este combustible para cubrir la demanda creciente de electricidad en el país por parte de la Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro. Asimismo, la apertura a la generación de electricidad por particulares en las modalidades de producción independiente, autoabastecimiento, cogeneración y pequeña producción tendrá como consecuencia un consumo extra de gas natural.

A finales de 1996, la capacidad del sector eléctrico en nuestro país era de 34,791 MW, buscando alcanzar para el año 2006, 46,896.2 MW; de lo anterior, se prevé que los requerimientos de capacidad adicional para el Sistema Eléctrico Nacional serán equivalentes a 13,289.3 MW, 3,260.7 MW correspondientes a la capacidad comprometida en doce proyectos, diez de los cuales con consumo de gas natural, y los 9,928.5 MW restantes corresponden a la capacidad adicional disponible para el año 2006. De estos últimos, se tiene contemplado desarrollar 10 centrales de generación eléctrica tipo ciclo combinado, con sus ramales de gasoducto para

incrementar la capacidad instalada en cerca de 3,600 MW, iniciándose estos proyectos en 1998, y culminándose entre el año 2001 y 2003 que aseguran un consumo importante de gas natural como combustible (tabla 32).

Tabla 32. Estimación de Gas Natural requerido en Sector Eléctrico para el Periodo 1998-2003 por desarrollo y conversión del Sistema Eléctrico Nacional.

PROYECTO	Participación en el consumo de gas natural						Consumo máximo de Gas Natural/año
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	
Samalayuca II, Chih.	x	x	x	x	x	x	993.57
Mérida III, Yuc.			x	x	x	x	832.86
Rosarito 8 y 9 BC			x	x	x	x	775.19
Chihuahua, Chih.			x	x	x	x	775.19
Monterrey, N.L.			x	x	x	x	775.19
Rosarito 7, BC.		x	x	x	x	x	387.59
Hermosillo, Son.		x	x	x	x	x	387.59
Río Bravo, Tamps.		x	x	x	x	x	387.59
El Sauz, Qro.		x	x	x	x	x	387.59
Huinalá, N.L.		x	x	x	x	x	387.59
El Sauz, Qro. ¹				x	x	x	775.19
Hermosillo, Son. ¹				x	x	x	460.40
Río Bravo, Tamps. ¹				x	x	x	775.19
Saltillo, Coah. ¹				x	x	x	460.40
Monterrey, N.L. ¹					x	x	775.19
Altamira, Tamps. ¹					x	x	775.19
Nogales, Son. ¹						x	460.40
Rosarito 10, 11, BC. ¹						x	775.19
Tuxpan, Ver. ¹					x	x	775.19
Campeche, Camp. ¹					x	x	460.40
CONVERSIÓN DE CENTRALES A GAS NATURAL SECO							
Tula			x	x	x	x	3607.55
Altamira				x	x	x	1566.80
Salamanca				x	x	x	1707.43
Francisco Villa				x	x	x	764.93
Monterrey			x	x	x	x	679.56
Río Bravo				x	x	x	459.32
Rosarito				x	x	x	794.61
Mérida II			x	x	x	x	459.10
Felipe Carrillo Puerto			x	x	x	x	217.07
F. Carrillo P.C.C.				x	x	x	545.31
Lerma				x	x	x	447.75
Nachi-Cocom			x	x	x	x	165.78
TOTAL ANUAL:	993.57	2434.75	9753.24	14366.82	12774.13	12616.74	

Datos en millones de m³ anuales.

1: Propuesto.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

La información de la tabla 32 es el resultado de los factores ambientales y de desarrollo que alteran el consumo de gas natural por parte del sector eléctrico. Además de los totales estimados, es necesario agregar la tendencia anual de crecimiento de 3.6% en promedio para el periodo 1998-2003 para determinar la demanda por parte de esta rama (tabla 33).

Tabla 33. Estimación de la Demanda Total de Gas Natural Seco por el Sector Eléctrico.

	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Crecimiento y Conversión.	993.57	2434.75	9753.24	14366.82	12774.13	12616.74
Tendencia Anual	5701.30	5929.43	6237.85	6421.26	6689.54	6935.46
Total:	6694.87	8364.18	15991.09	20788.09	19463.67	19552.19

Datos en millones de m³ anuales.

Como se observa en la tabla anterior, el consumo de gas natural por el sector eléctrico se estima se mantendrá en el mismo nivel que se ha tenido durante 1998 y 1999; ya para el año 2000 y 2001, con la conversión total a gas natural de las centrales generadoras, la demanda del combustible se proyecta que aumentará considerablemente, disminuyendo en un 6% para el 2002 de acuerdo a la capacidad eléctrica requerida y a la puesta en marcha de nuevas centrales con consumos máximos menores de gas natural al de las plantas convertidas.

En cuanto al sector doméstico, el cual incluye el consumo por parte de los sectores residencial y el comercial, la demanda de gas natural dependerá de factores como la sustitución de gas LP⁷ por gas natural, el desarrollo de la infraestructura adecuada para introducir y distribuir el gas natural, y el crecimiento poblacional, el cual, ha afectado este consumo del mismo modo que alterará la

7: Actualmente, el gas LP es el principal combustible de uso doméstico en el país, con un crecimiento alrededor del 6% anual, crecimiento que será sustituido por los nuevos sistemas de distribución de gas natural

demanda futura, al mantenerse la misma tasa de incremento poblacional que se ha tenido en los últimos años.

De acuerdo a la Secretaría de Energía, el consumo de gas natural por parte del sector doméstico empezará a representar importantes volúmenes a partir del año 2000, destacando la zona conurbada del Valle de México y el D.F., como demandantes importantes de gas natural, y en menor medida las zonas del norte del país. Sin embargo, la introducción de gas natural a nivel nacional en los hogares y comercios será un proceso lento, principalmente por la falta de información y aceptación por parte de la población, además de que los nuevos distribuidores buscarán entrar inicialmente en empresas de gran tamaño que les aseguren consumos importantes.

La siguiente figura establece los factores de penetración de gas natural en los sectores comercial y residencial de 1997 al año 2007.

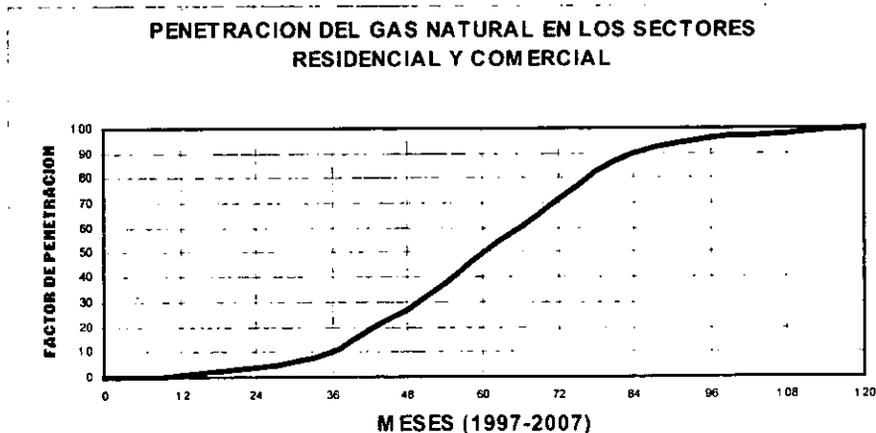


Figura 12. Penetración de Gas Natural en el Sector Doméstico 1997-2007

Siguiendo la tendencia actual de consumo por parte de este sector y de acuerdo a la penetración esperada, la demanda de gas natural se estima será la siguiente:

Tabla 34. Estimación de la Demanda Total de Gas Natural Seco por el Sector Doméstico (Residencial y Comercial).

	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Demanda Estimada ¹ :	1043.28	1074.27	1136.25	1311.85	1549.43	1776.67
Demanda Estimada ² :	2.86	2.94	3.11	3.59	4.25	4.87

Datos en 1: millones de m³ anuales.

2: millones de m³ diarios.

SECTOR INDUSTRIAL.

El sector industrial es el que mayores necesidades de gas natural requerirá en el futuro; el crecimiento de esta demanda no sólo dependerá del progreso de cada rama del sector, sino del desarrollo nacional que afecta directamente al sector productivo en general; además, a partir de 1997, como ya se mencionó, dentro de este sector se toman en cuenta las actividades de la petroquímica. Al igual que los demás sectores, es necesario considerar los cambios en la normatividad ambiental y la expansión de los sistemas de distribución en la demanda futura de gas natural por parte del sector industrial.

Tomando en cuenta la tendencia que sigue cada rama del sector industrial, la cantidad de gas natural que se estima necesitará en conjunto este sector durante los próximos cinco años es la siguiente:

Tabla 35. Estimación de la Demanda de Gas Natural Seco por el Sector Industrial.

	1998	1999	2000	2001	2002	2003
PETRO. PEMEX	5259.6	5492.9	5469.1	5605.6	5804.1	5951.6
SIDERURGIA	3213.4	3430.8	3610.4	3785.4	3991.7	4201.9
QUÍMICA	1783.5	1843.4	1881.2	1956.8	2012.4	2068.2
CEMENTO	242.4	239.5	235.2	225.6	211.3	200.0
MINERIA	784.7	819.1	853.9	885.2	919.6	952.9
CELULOSA Y PAPEL	472.9	460.6	443.9	435.6	418.0	414.1
VIDRIO	501.7	462.4	443.2	415.1	373.6	342.7
FERTILIZANTES	275.0	274.0	288.9	303.1	311.4	322.4
CERVEZA Y MALTA	194.7	204.9	213.8	227.4	232.7	243.0
AGUAS ENVASADAS	59.4	54.7	56.9	61.3	63.8	65.2
AUTOMOTRIZ	71.2	73.4	78.8	84.3	86.6	91.7
HULE	51.1	54.7	50.3	47.6	43.8	44.2
ALUMINIO	112.2	119.0	124.1	133.5	140.3	145.9
TABACO	6.4	6.5	6.4	6.4	6.4	6.4
OTRAS RAMAS	5929.7	6625.5	7379.8	7904.3	8529.9	9275.3
Total Sector Indust.	18957.7	20161.4	21136.0	22077.2	23145.6	24325.6
Total Sector Indust ¹ .	51.94	55.24	57.91	60.49	63.41	66.65

Datos en millones de m³ anuales; 1: en millones de m³ diarios.

Como se observa en la tabla anterior, el consumo de gas natural por el sector industrial se estima crecerá más de un 28% en el periodo 1998-2003, es decir, un 4.72% anual, menos de un punto por debajo del crecimiento esperado en el sector industrial para este periodo, el cual, de acuerdo al el Programa Nacional de Financiamiento del Desarrollo será de 5.40%. Las industrias petroquímica, siderúrgica y la química serán las que tengan consumos mayores, mientras que el tabaco se mantendrá en los niveles de consumo actuales.

En algunas industrias como la cementera, la de vidrio y la de papel se tiene una disminución en el consumo de gas natural, principalmente por el uso de otro tipo de combustibles como el coque, o el combustóleo, debido a condiciones favorables en precio.

Una vez establecidos los sectores participantes en el consumo de gas natural, podemos resumir la demanda de este hidrocarburo para los próximos 5 años en la siguiente tabla:

Tabla 36. Estimación de la Demanda Total de Gas Natural Seco durante 1998-2003.

SECTOR	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Transporte	9.24	79.89	148.65	241.62	362.79	494.18
Petrolero	5260.65	5609.27	6431.02	7689.33	8274.51	9314.54
Eléctrico	6694.87	8364.18	15991.09	20788.09	19463.67	19552.19
Doméstico	1043.28	1074.27	1136.25	1311.85	1549.43	1776.67
Industrial	18957.70	20161.40	21136.00	22077.20	23145.60	24325.60
Total anual	31965.74	35289.01	44843.01	52108.09	52796.00	55463.18
Total	87.56	96.68	122.86	142.76	144.65	151.95

Datos en millones de m³ anuales; 1: en millones de m³ diarios.

Como se puede ver en la tabla anterior, el consumo estimado de gas natural en nuestro país durante los próximos cinco años aumentará en comparación con el que se ha tenido recientemente. Los aumentos más significativos en cuanto a la demanda de gas natural se dá en los años 2000 y 2001, debido a la conversión total de las centrales eléctricas a gas natural, el mayor consumo en hogares y pequeños comercios, y la penetración en el sector transporte vehicular, y en el 2003 por la puesta en operación de centrales eléctricas que utilizan gas natural como combustible.

PROYECCIÓN DE LA EXPLOTACIÓN Y PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL.

Como ya se estableció, México es un país con amplias reservas de gas natural que permiten asegurar su abasto por varias décadas; lo anterior se debe a la explotación moderada de los yacimientos y la poca demanda que se ha tenido de este hidrocarburo en el pasado. A raíz de los cambios en el mercado de gas natural, su producción ha venido en aumento buscando satisfacer la demanda creciente de los distintos sectores que lo consumen; para ello, es necesario incorporar nuevas reservas, mantener costos bajos en la producción y niveles adecuados de oferta interna y de exportación.

El aseguramiento de una oferta capaz de satisfacer la demanda nacional de gas natural depende del progreso de proyectos por parte de Petróleos Mexicanos en materia de exploración, incorporación de reservas, extracción y procesamiento.

Referente a la exploración, desarrollo e incorporación de reservas, a partir de 1997 se han terminado 121 pozos, 10 de exploración y 111 de desarrollo. De los primeros, se exploraron 4 pozos de gas asociado, uno productor de gas seco y dos productores de gas y condensados; de los pozos en desarrollo, 55 resultaron productores de gas seco y de gas y condensados, la mayoría de ellos en la Región Norte.

Es en esta región donde se tendrá un mayor crecimiento en la producción debido a la explotación de los yacimientos en la Cuenca de Burgos, la cual permite incorporar nuevas reservas; simplemente para darnos una idea del potencial de esta región, tenemos que en 1990, los campos de Arcos y Arcabuz-Culebra

generaban 0.65 millones de m³ diarios, 1000% menos de lo producido a finales de 1997, equivalente a 7.56 millones de m³ diarios; en total la Región Norte producía 13.14 millones de m³ diarios por los 21.71 millones al día obtenidos actualmente. Estimaciones de Pemex aseguran una producción en este campo de 39.65 millones de m³ diarios (Fuente: Pemex. Informe Anual 1996) para el año 2000.

Al igual que la Región Norte, la producción en las demás zonas continuará incrementándose considerablemente a través del desarrollo en las Regiones Marinas, y las aportaciones en la Región Sur, principalmente en la Sonda de Campeche donde ya se tienen localizados pozos de gas asociado al aceite, lo que permitirá una amplia disponibilidad de gas natural para su procesamiento por Pemex Gas y Petroquímica.

Tabla 37. Extracción Estimada de Gas Natural.

	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Extracción. ¹	49121.50	52780.80	55659.66	58962.33	62231.41	65322.18
Extracción. ²	134.58	144.60	152.49	161.54	170.50	178.96

Datos en 1: Millones de m⁶ anuales.

2: Millones de m³ diarios.

Referente al procesamiento de gas, se tiene contemplado la terminación de la construcción de la planta criogénica No. 3 en Nuevo Pemex, el inicio de los trabajos para incrementar la capacidad de la planta criogénica No. 1 de Cd. Pemex, de la criogénica de Poza Rica y de las tres modulares de Cactus; además, en el Centro Procesador de Gas de Ciudad Pemex se tiene previsto terminar para el primer trimestre de 1999 la construcción de la planta criogénica No. 2^B de 15 millones de m³ diarios, la cual sustituirá a la que fue destruida por el accidente de

8: Mediante una inversión de 172 millones de dólares, Pemex Gas y Petroquímica Básica construye con tecnología de punta en materia de protección ambiental, seguridad industrial y ahorro de energía, una nueva planta criogénica en el centro Procesador de Gas de Ciudad Pemex, en Macuspana, Tab., cuya operación abatirá en 24% las emisiones de contaminantes a la atmósfera, y ahorrará 58 millones de kilocalorías por hora, respecto a otras unidades procesadoras.

Cactus. Con estos proyectos, se tiene estimado que la capacidad de procesamiento de gas natural aumentará alrededor de 27% de 1998 al año 2000.

Por lo anterior, se establece que la disponibilidad de gas natural seco podrá satisfacer casi en su totalidad la demanda prevista para los próximos años, adecuándose con ello a las oportunidades existentes en el mercado. A continuación se presenta la tendencia de crecimiento en cuanto a producción/procesamiento que se tendrá durante el periodo 1998-2003, lo cual nos permitirá establecer el balance entre oferta y demanda, y las necesidades de importación de gas natural seco.

Tabla 38. Balance entre Oferta y Demanda Estimada de Gas Natural Seco en millones de m³ diarios.

	1998	1999	2000	2001	2002	2003
PRODUCCIÓN ^A	95.31	102.88	107.92	113.33	119.63	124.85
CONSUMO ^B	87.58	96.68	122.86	142.76	144.65	151.95
% CUBIERTO (A/B)	108.83	106.41	87.84	79.38	82.70	82.17

Tabla 38a. Balance entre Oferta y Demanda Estimada de Gas Natural Seco en millones de m³ anuales.

	1998	1999	2000	2001	2002	2003
PRODUCCIÓN ^A	34789.97	37549.38	39391.71	41363.63	43664.49	45571.62
CONSUMO ^B	31965.74	35289.01	44843.01	52108.09	52796.00	55463.18
% CUBIERTO (A/B)	108.83	106.41	87.84	79.38	82.70	82.17

De la información obtenida, podemos determinar que durante 1998 y 1999 se tendrá un superávit en cuanto a la producción de gas natural seco sobre la demanda requerida; para mantener los inventarios de gas natural seco de acuerdo a lo establecido, y no saturar la red de ductos, las cantidades excedentes podrán ser exportadas hacia los Estados Unidos. A partir del año 2000, que es cuando se tiene estimado un incremento importante en la demanda de gas natural, se

tendrán que importar cantidades elevadas de gas natural para cubrir la demanda del mercado nacional (figura 39). Estas importaciones pueden ser vistas de buena forma al poder ser dirigidas a zonas en las que por su ubicación se tenga la facilidad para hacerlo, y que a su vez se encuentren fuera de la red nacional de transporte por ductos, o debido a los costos de transporte que favorezcan la importación, que la conducción de gas natural hasta ellas.

Entre las zonas viables para importar gas natural al presentarse estos casos están Baja California, Sonora, Chihuahua y la frontera de Tamaulipas; el sector eléctrico a su vez, podría importar gas natural para sus centrales en Rosarito, Cananea, Hermosillo, Samalayuca, y Matamoros.

Tabla 39. Exportaciones/Importaciones estimadas de Gas Natural Seco.

	1998	1999	2000	2001	2002	2003
PRODUCCION	34789.97	37549.38	39391.71	41363.63	43664.49	45571.62
CONSUMO	31965.74	35289.01	44843.01	52108.09	52796.00	55463.18
EXPORTACION.	2824.23	2260.37	0	0	0	0
IMPORTACION.	0	0	5451.30	10744.46	9131.51	9891.56

Datos en millones de m³ anuales

Dentro de las estrategias que pudieran implementarse para tener un superávit⁹ en los años subsecuentes en la producción de gas natural seco respecto a su demanda, y que a su vez evite la necesidad o reducción de importaciones, están el llegar a saturar la capacidad de endulzamiento y secado en las plantas existentes en el sureste, aumentar la capacidad de proceso en otras plantas donde se tenga la infraestructura de transporte y compresión para hacer llegar allí el gas extraído, incorporar tecnologías de proceso viables que permitan tener una mejor eficiencia, o la construcción de un nuevo Centro Procesador de Gas en el sureste del país o en la frontera noreste.

9: La oferta interna del mercado de gas natural seguirá creciendo en los próximos años, ya que México cuenta con amplias reservas que permitirán sostener altos niveles de producción. Adrian Lajous Vargas. Director General de PEMEX.

Al poner en marcha estas estrategias se podrá aprovechar gran parte del gas natural extraído, que permita obtener cantidades de gas natural seco suficientes para cubrir la demanda del mercado nacional.

VI. ACTIVIDADES REGULADAS.

El desarrollo de la industria del gas natural¹ en nuestro país ha generado cambios importantes en la forma en que se había estado manejando; uno de los principales es la apertura a las actividades de transporte, almacenamiento y distribución hacia la iniciativa privada y la regulación que como consecuencia se ha dado. Como parte final de este trabajo, en este capítulo se mostrarán las acciones que se han venido sucediendo, así como los planes a futuro que se tienen al respecto en cada una de estas actividades, y el comportamiento de precios y tarifas que se tendrá como consecuencia de ello.

1: Para finales del gobierno del Presidente Ernesto Zedillo, se estima que la inversión acumulada tan sólo en proyectos de gas natural será de 3.0 mil millones de dólares y se verá reflejada en la introducción de gas natural en más de 90 municipios de la República.

TRANSPORTE.

El sistema de transporte de gas natural en nuestro país había tenido un importante desarrollo hasta antes de 1995, sin embargo debido a lo complicado del sistema y a las múltiples operaciones que este negocio implica, no se cubrió adecuadamente a todos los sectores de la industria y población, no obstante los enormes beneficios económicos energéticos y ambientales que representa. El crecimiento de este sistema desde su liberalización ha ido en paralelo con las condiciones establecidas por el mercado de gas natural, obligándose a sufrir reformas a raíz de las necesidades de los clientes y exigiendo a particulares y a Pemex Gas y Petroquímica Básica a atender estas transformaciones.

Hasta 1997, la infraestructura de transporte de gas natural a través de gasoductos se concentraba en la región del Golfo, en el Centro y Noreste del país; la red de gasoductos de Petróleos Mexicanos y su aprovechamiento en promedio del 70% permiten incrementar su capacidad de transporte mediante su rehabilitación e instalación de estaciones de compresión.

Con la puesta en marcha del Programa Gradual de Acceso Abierto², descrito en el capítulo 3, en el cual se permite la interconexión de terceros a los sistemas de transporte de Petróleos Mexicanos y de nuevos permisionarios, los que antes eran clientes, se convierten ahora en los usuarios de transporte en lugar de usuarios

2: Vid, p.54

finales, siendo por ende, comercializadores y grandes consumidores de gas natural.

Pemex Gas y Petroquímica Básica, para mejorar sus operaciones en gasoductos optimiza el sistema de comercialización, lo que implica un proceso técnico-administrativo-jurídico en lo referente a los contratos de servicios, e implementa el programa de automatización SCADA (Sistema Supervisorio de Control y Adquisición de Datos), el cual permite mediciones automáticas de las variables operativas de transporte de gas natural, desde los sectores de ductos y centros de control hasta nivel central. Además, ha establecido Programas de Análisis, Evaluación y Administración de Riesgos en Ductos, Estaciones de Compresión y de Bombeo, y ha implementado las Normas ISO-9000, apoyadas principalmente en políticas de seguridad y calidad, análisis de los procedimientos de trabajo de mantenimiento y operación, auditorias y certificación de servicios de transporte.

Uno de los sectores a desarrollar en el sistema de transporte es el de permisos para autoabastecimiento o para usos propios; estos permisos permiten que empresas públicas y privadas construyan ductos para conducir el gas natural de otros sistemas de transporte a sus instalaciones de aprovechamiento, satisfaciendo de manera exclusiva las necesidades de suministro al usuario final.

Los permisos que hasta el momento se han otorgado al respecto son:

Tabla 40. Permisos de Transporte de Gas Natural Seco otorgados para Autoabastecimiento o Usos Propios.

PERMISIONARIA	UBICACIÓN	PROPÓSITO	INVERSIÓN ESTIMADA (millones de dólares)	CAPACIDAD DISPONIBLE (miles de m ³ diarios)	DIAMETRO DEL DUCTO (pulgadas)	LONGITUD (km)
Pemex Refinación	Tula, Hidalgo.	Utilizará el gas para el proceso de refinación para producir hidrógeno.	5.93	991	12	19.90
Fibras Nacionales de Acrílico, S.A. de C.V.	Altamira, Tamps.	Utilizará el gas como sustituto de combustóleo.	0.48	680	6	1.60
Soluciones Ecológicas Integrales, S.A. de C.V.	Tlalnepantla, Méx.	Cubrirá sus necesidades industriales de sus instalaciones en el municipio de Atizapán de Zaragoza.	0.01	70	2	0.04
Productos de Preservación, S.A. de C.V.	Matamoros, Tamps.	Utilizará el gas como combustible en el área de producción y laboratorios.	0.25	7	2	0.85
Minería Nyco, S.A.	Hermosillo, Son.	Como combustible en secadores.	18.71	783	8	62.80
Muelles y Servicios de Coahuila, S.A. de C.V.	Tizayuca, Hidalgo.	Como combustible para alimentar hornos de tratamiento térmico y de revenido en la fabricación de muelles.	0.40	34	3	6.00
Compañía de Autoabastecedores de Gas Natural del Norte, S.A. de C.V.	Gómez Palacio, Dgo.	Utilizará el gas para satisfacer las necesidades de 17 empresas.	1.80	170	4 6	23.60
Navistar International Corporation de México, S.A. de C.V.	Gral Escobedo, N.L.	Como combustible en su ensambladora de camiones.	0.11	84	3	2.00
Plásticos y Alambres, S.A. de C.V.	García, N.L.	Como combustible en hornos para fabricar productos de alambre y fundentes para soldadura.	0.12	85	2	3.12
Arancia CPC, S.A. de C.V.	San Juan del Río, Querétaro.	Para satisfacer necesidades de gas natural en planta.	1.28	1000	12	4.3
Servicios Industriales y Administrativos del Noreste S. de R.L. de C.V.	Altamira, Tamps.	Usos propios de la empresa.	1.7	7700	Nd	5.80
Gas Industrial de Monterrey, S.A. de C.V.	Monterrey, N.L.	Como combustible en fundición de fierro, acero, elaboración de cemento y artículos de vidrio.	63.47	9500	Nd	213
Sociedad de Autoabastecimiento Lajat, S.A. de C.V.	Torreón, Coah.	Como combustible.	0.25	144	Nd	0.85
Manufacturas Denímex, S.A. de C.V.	San Juan del Río, Qro.	Nd	0.31	150	Nd	2.03
Mexicana de Cobre, S.A. de C.V.	Nacoziari de García, Son.	Como combustible en planta de fundición.	25	2200	16	104

Tabla 40. Permisos de Transporte de Gas Natural Seco otorgados para Autoabastecimiento (continuación).

PERMISIONARIA	UBICACIÓN	PROPÓSITO	INVERSIÓN ESTIMADA (millones de dólares)	CAPACIDAD DISPONIBLE (miles de m ³ diarios)	DIAMETRO DEL DUCTO (pulgadas)	LONGITUD (km)
CFE Central Turbogas Hemosillo.	Hemosillo, Son.	Generación de electricidad.	0.08	1380	Nd	0.11
CFE Central Turbogas Río Bravo.	Río Bravo, Tamps.	Generación de electricidad.	0.54	1440	Nd	3.80
TOTAL:			120.57	27568		431.3

Nd: No disponible.

Fuente: Informe Anual Comisión Reguladora de Energía 1996 y 1997.

Secretaría de Energía: www.energia.gob.mx

Otro de los rubros en el transporte de gas natural es el que esta a cargo de particulares para proporcionar servicio público; hasta el momento se han otorgado los siguientes permisos de transporte al respecto.

Tabla 41. Permisos de Transporte de Gas Natural Seco para el Servicio Público.

PERMISIONARIA	UBICACIÓN	INVERSIÓN ESTIMADA (millones de dólares)	CAPACIDAD DISPONIBLE (miles de m ³ diarios)	DIAMETRO DEL DUCTO (pulgadas)	LONGITUD (km)
Midcon, S.A. de C.V.	Cd. Alemán, Tamps - Monterrey, N.L.	45.0	7600	24	60.96
Gasoductos de Chihuahua (PGBP y El Paso Natural Gas)	San Agustín Valdivia - Samalayuca, Chih.	18.2	6200	24	37.7
Igasamex Bajío, S. de R.L. de C.V.	Humilpan, Qro. - San José Iturbide, Gto.	0.4	360	4	2.6
Energía Mayakan (Gutsa, TransCanada e InterGen)	Cd. Pemex, Tab.- Mérida, Yuc.	276.9	8073	6 10 16 22 24	698
Tejas Gas de México, S. de R.L. de C.V.	Palmillas - Toluca	40.5	1100	10	136
Transnevado Gas, S. de R.L.	Jilotepec - Toluca	23.16	2330	Nd	127
FINSA Energéticos, S. de R.L.	Matamoros, Tamps.	0.30	164.38	12	7.97
Compañía Mexicana de Gas, S.A. de C.V.	Monterrey, N.L.	11.20	180.43	Nd	73.21
Transportadora de Gas Zapata, S. de R.L. de C.V.	Puebla-Morelos	19.58	1302	Nd	146.80
TOTAL:		435.24	27309.81		1290.24

Nd: No disponible.

Fuente: Informe Anual Comisión Reguladora de Energía 1996 y 1997.

Secretaría de Energía: www.energia.gob.mx

De los proyectos anteriores, el de Midcon servirá para satisfacer las necesidades de la zona más importante de consumo de gas natural en México, la región noreste, y constituye el primer paso de un proyecto más amplio que eventualmente podría llevar gas natural al Bajío y al centro de México.

Actualmente, se tienen detectadas las siguientes necesidades en el transporte de gas natural para los próximos 6 años:

Tabla 42. Oportunidades en el Transporte de Gas Natural.

ZONA GEOGRÁFICA	TRAYECTO	LONGITUD (km)
TIJUANA	San Diego-Tijuana	25
	Arizona-Tijuana	235
AGUASCALIENTES	Salamanca-Aguascalientes	185
COLIMA	Colima-Guadalajara con trayectoria a Manzanillo	246
PACHUCA	Sahagún-Pachuca	60
ZACATECAS	Salamanca-Aguascalientes-Zacatecas	335
	Torreón-Durango-Zacatecas	290

Fuente: Informe Anual Comisión Reguladora de Energía 1996 y 1997.
Secretaría de Energía: www.energia.gob.mx

Para este tipo de permisos, es importante señalar que no confieren exclusividad al permisionario, sólo son válidos para una capacidad y trayectos determinados, pudiéndose recibir y entregar gas en cualquier punto del trayecto, y no necesitan de licitación para su otorgamiento.

Para solicitar permisos para el servicio de transporte de gas natural, es necesario establecer el trayecto propuesto para el servicio, la capacidad de transporte, la descripción de las modalidades de servicio y su mercado, la justificación de la demanda potencial, fuentes de suministro de gas, diagrama de flujos de gas, y los efectos sobre el sistema de transporte correspondiente.

ALMACENAMIENTO.

El almacenamiento es una actividad necesaria en la industria del gas natural ya que asegura el abastecimiento en épocas de demanda extrema y permite responder a situaciones de emergencia originadas por interrupciones o paros en la producción y/o en el transporte.

Para el almacenamiento de gas natural actualmente existen tres métodos; la capacidad de almacenamiento de cada uno de ellos depende de la diferencia entre la capacidad total del sistema y la carga base, siendo la primera el volumen máximo que se puede introducir a él, mientras que la segunda se refiere al volumen de gas que se debe mantener permanentemente en el sistema para conservar la presión mínima necesaria:

- a) **Cavernas Salinas:** Permiten una gran capacidad, y una operación de llenado y vaciado rápido varias veces al año, lo que permite hacer frente a los cambios en la demanda. Su costo es elevado ya que en ocasiones se tiene que crear la cavidad mediante un proceso de erosión artificial. La carga base es baja y puede ser recuperable en su totalidad.
- b) **Cavernas Acuíferas:** Son instalaciones que requieren un alto desarrollo (4 años para iniciar operaciones) y mantenimiento, por lo que su costo es muy elevado. Su principal ventaja es que se puede tener una capacidad de mayor suministro diario; al no existir gas natural residual dentro de la formación, se tiene que mantener una carga base elevada.

c) Yacimientos agotados: Son instalaciones que necesitan de un bajo desarrollo (menos de 2 años para iniciar actividades) y mantenimiento, por lo que su costo es bajo. Son formaciones de roca porosa, y su capacidad de entrega diaria depende de diversos factores como los niveles de carga base, equipo mecánico de superficie, permeabilidad del yacimiento, características de flujo dentro de la formación, etc.; los ciclos de almacenamiento son bajos, inyectándose por lo general solamente una vez al año.

A nivel mundial, la tendencia en el almacenamiento de gas natural es utilizar yacimientos agotados, seguido por las cavernas acuíferas y las cavernas salinas.

Para México, y basándonos en los costos de operación de estos sistemas de almacenamiento y la posibilidad de explotarse, solamente son viables el desarrollo de yacimientos agotados y de cavernas salinas; sin embargo, al referirnos a los yacimientos agotados, se tiene que señalar que estos sistemas tendrían que desarrollarse sin la inversión de particulares debido a que se crearían en los yacimientos explotados por Petróleos Mexicanos, el cuál, por razones legales, es el único facultado para explotar estos sitios; además, por la alta relación reservas/producción de 50 años que tiene México, es de entenderse que actualmente no existen yacimientos agotados que pudieran ser utilizados para este propósito.

Por lo anterior, las mejores perspectivas de desarrollo las tienen las cavernas salinas; la ventaja del posible empleo de estos sistemas para el almacenamiento de gas natural es que ya se tienen formaciones naturales de este tipo que podrían

ser habilitadas como centros de almacenamiento en la región de Tuzandépetl en Veracruz.

Para establecer la posibilidad de emplear alguno de estos sistemas, ya sea con inversión pública y/o privada, se necesita evaluar los beneficios técnicos y económicos que traería su desarrollo, el impacto que se tendría en el sistema de transporte por gasoductos de acuerdo a la operación de la red, y aspectos fundamentales de construcción, ciclos de inyección y suministro.

La regulación del almacenamiento de gas natural en nuestro país establece que los permisos otorgados para esta actividad son específicos para una localización y capacidad determinada, y al ser solicitados, se deberá establecer la ubicación y características del proyecto, así como su capacidad de almacenamiento.

DISTRIBUCIÓN.

De las tres actividades dentro de la industria del gas natural que han sido liberadas, la que mayor estudio e interés ha tenido es la de distribución, ya que se convertirá en el medio de suministrar gas natural a los sectores industrial y doméstico (residencial y comercial).

La regulación en la materia, ha definido parámetros que permiten establecer una zona geográfica³ con el fin de asegurar un tamaño mínimo de mercado que permita desarrollar y operar un sistema de distribución en forma rentable y eficiente: densidad de población, grado de urbanización y cobertura de los servicios públicos, nivel de consumo de combustibles, concentración y valor de la

3: Las zonas geográficas podrán ser denominadas de acuerdo con alguno de los siguientes tipos: Zona Única, en ella, el centro de población corresponde a una zona geográfica con un solo sistema de distribución, Zonas Múltiples, caracterizada por un centro de población dentro del cual se pueden desarrollar dos o más sistemas, Zona Integrada, formado por dos o más centros de población conurbados y un solo sistema, y Zona Discontinua, correspondiente a dos o más centros de población no conurbados que pertenecen a una misma área de influencia económica, y con el otorgamiento de un solo permiso de distribución..

actividad económica y, desarrollo industrial, comercial y de servicios. De lo anterior, se origina que cada permiso de distribución será otorgado para una zona geográfica determinada.

Los permisos para esta actividad serán otorgados mediante licitación pública y conferirán una exclusividad de doce años sobre la construcción del sistema de distribución, la recepción, conducción y entrega de gas dentro de la zona geográfica, y tendrán una duración de 30 años renovables; el factor principal en la determinación del otorgamiento de un permiso de distribución es la tarifa promedio (Ingreso máximo) más baja, en beneficio del usuario final.

En zonas geográficas donde ya se cuente con infraestructura, la regulación establece la transferencia de los activos de distribución de gas natural propiedad de Pemex Gas y Petroquímica Básica; lo anterior con el fin de aprovechar estas instalaciones, mediante el diseño y desarrollo del sistema de distribución a partir de la infraestructura que ya se encuentra en operación, y garantizar así la continuidad del servicio a los usuarios actuales, aspectos que permitirán a los participantes en las licitaciones considerar un riesgo financiero menor en sus propuestas, lo que a su vez repercutirá en tarifas de distribución más competitivas para los usuarios actuales y potenciales. Esta transferencia de activos permite establecer claramente el límite entre las actividades de transporte de PGPB y las actividades de distribución que llevará a cabo el distribuidor nuevo en la zona geográfica.

Actualmente, la Comisión Reguladora de Energía otorga dos tipos de permisos de distribución de gas natural: primer permiso de distribución en zonas geográficas, y

permisos definitivos de distribución a las empresas que realizaban esta actividad al momento de la entrada en vigor de la nueva regulación; de estos últimos, se ha hecho un énfasis especial en los compromisos de inversión que garanticen la seguridad en la operación de estos sistemas, y el incremento de la cobertura de usuarios.

Los permisos que al respecto se han otorgado son los siguiente:

Tabla 43. Permisos de Distribución de Gas Natural.

Zona Geográfica	Permisionario	Compromisos al Quinto Año de Operación (2001)		
		Inversión (millones de dolares)	Po Ingreso Máximo (dls/Gcal)	Cobertura (usuarios)
PERMISOS DEFINITIVOS DE DISTRIBUCIÓN (DISTRIBUIDORES ACTUALES)				
Piedras Negras, Coah.	Compañía Nacional de Gas.	0.7	7.84	25,608
Saltillo, Coah.	Gas Natural México. Repsol Saltillo.	39.0	3.16	40,027
Cd. Juárez, Chih.	Gas Natural de Juárez.	12.7	6.48	129,045
Monterrey, N.L.	Compañía Mexicana de Gas.	11.3	1.28	50,079
Nuevo Laredo, Tamps.	Gas Natural México. Repsol Nuevo Laredo.	11.2	7.32	25,029
NUEVOS PROYECTOS DE DISTRIBUCIÓN (PRIMER PERMISO)				
Mexicali, BC.	Distribuidora de Gas Natural de Mexicali.	18.14	1.07	20,346
Chihuahua, Chih. (Cuaahuhtémoc-Anáhuac y Delicias)	Distribuidora de Gas Natural de Chihuahua.	46.4	3.59	51,453
Región Metropolitana de Toluca.	Gas Natural México. Repsol Toluca.	31.6	0.47	47,279
Hermosillo/Guaymas/ Empalme, Son.	Gas Natural del Noroeste.	21.4	3.59	26,260
Río Pánuco, (Tampico- Madero-Altamira, Tamps)	Gas Natural de Río Pánuco.	41.3	0.93	28,338
Norte de Tamaulipas.* (Reynosa y Matamoros.)	Tamauligas.	23.7	0.954	36,447
Monterrey, N.L.*	Gas Natural México.	220.0	3.44	557,052
Distrito Federal.*	Consortio PEM	213.0	2.42	439,200
Cuautillán-Texcoco.*	Consortio Mexigas	282.0	1.088	374,700
TOTAL:		972.44		1,850,863
			TOTAL EN 1997:	493,626

*Quinto año de operación: :2002

Como se observa en la tabla anterior, la penetración del gas natural es evidente; los consumidores potenciales para el año 2001, de acuerdo a la información de cada compañía ganadora de las licitaciones que hasta el momento se han llevado a cabo crecerá de 1997 al año 2001 en un 275%, sin tomar en cuenta las

licitaciones próximas para zonas geográficas dentro de los estados de Guanajuato, Durango, Baja California, Querétaro, Puebla y Tlaxcala, y las posibles zonas, todavía en estudio de Veracruz, Colima, Mérida, Guadalajara, San Luis Potosí, Aguascalientes y Cuernavaca, que presentan claras oportunidades de inversión.

Actualmente se encuentran en licitación las zonas geográficas de El Bajío, que incluye a Celaya, Salamanca, Irapuato, Silao y León con una inversión estimada de 53 millones de dólares, y la zona de gas natural en Querétaro que incluye a la zona metropolitana (Querétaro, Corregidora, El Marqués y Huimilpan) y a San Juan del Río con 30 millones de dólares proyectados en inversiones, y por licitarse está una segunda zona de distribución en Baja California para los municipios de Tijuana, Tecate y Ensenada con inversión de 45 millones de dólares.

La potencialidad de desarrollo del servicio de distribución de gas natural en estas zonas se origina por la proyección de aumento poblacional durante los próximos 15 años que tendrá como consecuencia requerimientos mayores de este combustible por parte del sector industrial y la penetración del sector doméstico.

Analizando uno de estas zonas geográficas, la de El Bajío, se prevé que su población aumentará de 1.8 millones en 1995 a 3.7 millones para el año 2010; actualmente cuenta con más de 8200 establecimientos manufactureros, y 35 mil dedicados al comercio, de los cuales solo el 0.2% reciben gas natural, con un consumo de 2.2 millones de m³ diarios de gas natural, 4.2 millones de m^e de combustóleo, y 288.8 mil m³ diarios de gas L.P., y 343 mil viviendas con un consumo de 376.6 mil m³ diarios de gas L.P.. Por lo anterior, es evidente que el

gas natural puede ser utilizado fácilmente como sustituto de dichos combustibles, permitiendo la expansión de su mercado.

PRECIOS Y TARIFAS⁴.

Las actividades relacionadas con el gas natural trajeron como consecuencia la necesidad de regular los precios y tarifas que se tendrán de acuerdo al desarrollo del mercado, a través de una metodología establecida en la Directiva sobre la Determinación de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural.

Previo a la entrada en vigor de la Directiva de Precios y Tarifas, el precio de gas natural se establecía en forma regional, fijando como precios de referencia los obtenidos en Reynosa, (el cual era el promedio de los índices norteamericanos Texas Eastern Transmission Corp. South Texas Index y del Valero Transmission L.P. Texas Index) y el de Cd. Juárez (el cual era igual al precio de El Paso Natural Gas Co.). Para el resto de la República, los precios se calculaban a partir de los precios de referencia más las tarifas de transporte, el costo de servicio y el impuesto al valor agregado.

Actualmente, son dos los aspectos básicos a regular en materia de precios y tarifas: ventas de primera mano, y tarifas de transporte, almacenamiento, distribución y conexión, los cuales se describen a continuación:

4: Cfr. Directiva sobre la Determinación de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural. DIR-GAS-001-1996

Ventas de Primera Mano.

Esta metodología regula el precio del gas que cobra Pemex por la venta de gas natural a un tercero, entregado a la salida de proceso o en el punto de entrega que determine el adquirente, y utiliza como condición inicial el precio que esta empresa fijaba en marzo de 1996, el cual es subsecuentemente ajustado conforme a la variación del índice de precios Houston Ship Channel⁵, el cual se utiliza para que el precio de gas en México se ajuste de acuerdo a un mercado competitivo, y conforme a la variación de las tarifas de transporte desde Reynosa 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 a través de la siguiente fórmula:

$$VPM_i = B_0 + [HSC_{i-1} - HSC_0] + [TP_i - TP_0]$$

Donde:

VPM_i es el precio de ventas de primera mano en el periodo i;

B₀ es el precio de ventas de primera mano en Ciudad Pemex al 1/03/96;

HSC_{i-1} - HSC₀ es el ajuste de precios conforme al mercado de referencia internacional entre el periodo i-1 y el periodo 0;

TP_i - TP₀ es el ajuste en las tarifas reguladas de transporte entre la frontera y Cd. Pemex.

Tarifas de Transporte, Almacenamiento, Distribución y Conexión.

Los transportistas y distribuidores están regulados por un límite máximo al ingreso promedio por unidad (ingreso máximo) que perciban por la prestación de sus servicios. El ingreso máximo se determina de manera que los transportistas y distribuidores eficientes puedan obtener una rentabilidad apropiada por sus

5: Mercado de Referencia de gas natural en el sur de Texas.

activos, y permite que este límite sea diferente para cada transportista o distribuidor.

La metodología permitirá que el ingreso máximo se incremente anualmente conforme al índice de inflación ajustado por un factor de eficiencia que refleje los aumentos de productividad en el sector: El factor de eficiencia será cero para los primeros cinco años de la prestación de servicio.

Este tipo de regulación ofrece a los permisionarios la flexibilidad necesaria para participar en un mercado de desarrollo manteniendo una rentabilidad apropiada de sus activos, y les proporciona incentivos para mejorar la eficiencia y productividad.

Existen otras metodologías que permiten que las tarifas para los distintos servicios y tipos de consumidores siempre reflejen adecuadamente los costos incurridos; una de ellas requiere que las tarifas se dividan en dos partes, una fija (cargo por capacidad), el cual se basa en la capacidad reservada por el usuario para satisfacer su demanda máxima en un periodo dado y una variable (cargo por uso) la cual es la porción de la tarifa basada en la prestación del servicio que refleja el uso del sistema, de acuerdo al volumen de gas conducido o consumido a cuenta del usuario. De ello, se establece que para los transportistas, los costos puedan recuperarse a través del cargo por capacidad y los costos variables a través del cargo por uso, y para los distribuidores, éstos deberán asignar cincuenta por ciento de sus costos totales al cargo por capacidad y cincuenta por ciento al cargo por uso.

En lo referente a los servicios de almacenamiento, al presentarse la solicitud de permiso, cada solicitante deberá proponer una metodología de regulación por incentivos, congruente con los objetivos y lineamientos de la Directiva.

Para los servicios de conexión, los cargos por conexión al sistema de transporte se regulan tomando como referencia el desempeño de otros participantes en la industria, permitiendo al permisionario o usuario que desee conectarse a un sistema de transporte, contratar la conexión directamente con el transportista o a través de contratistas independientes. Para la distribución de gas natural, por razones de seguridad e integración física del sistema, los distribuidores deberán incluir los cargos por conexión de los usuarios finales en el cálculo de su ingreso máximo.

De lo anterior, se deriva que, debido a los precios de referencia, el precio del gas natural que paga el consumidor es el mismo, y las diferencias se establecen a partir de las tarifas de transporte para cada sector de venta y del costo por servicio.

A continuación se presenta el comportamiento que ha tenido el precio de gas natural durante los últimos años:

Tabla 44. Precios al Público de Gas Natural.

		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROM
1996	Doméstico	0.114	0.107	0.113	0.127	0.125	0.127	0.136	0.129	0.112	0.110	0.137	0.175	0.126
	Industrial	0.066	0.058	0.065	0.078	0.083	0.078	0.088	0.080	0.098	0.062	0.089	0.127	0.081
1997	Doméstico	0.181	0.155	0.115	0.122	0.131	0.136	0.133	0.135	0.145	0.163	0.161	0.142	0.143
	Industrial	0.133	0.096	0.058	0.064	0.072	0.078	0.075	0.076	0.086	0.105	0.106	0.085	0.086
1998	Doméstico	0.097	0.088	0.097	0.100	0.099	0.090	0.102	0.086					0.095
	Industrial	0.088	0.079	0.089	0.091	0.090	0.061	0.094	0.077					0.086

Datos: en dolares/m³ (antes de IVA)

Fuente: Secretaría de Energía, con datos de la Gerencia de Precios, Pemex.

VII. CONCLUSIONES.

Es claro que el gas natural tiende a convertirse en el segundo energético de mayor importancia en el mundo durante el próximo siglo. El presente trabajo permite determinar que en México, al mismo tiempo que la industria del gas natural trabaja para incrementar su participación en el mercado, también lo hace en lo que a seguridad se refiere; en el futuro, esta industria continuará desarrollando tecnologías y sistemas que permitan reducir costos, mejorar eficiencia y proveer una flexibilidad mayor, más aún con la liberalización de las actividades de transporte, almacenamiento y distribución.

A través del trabajo, "Perspectivas Económicas del Gas Natural en México", se ha podido establecer que:

- ✓ El gas natural presenta ventajas evidentes en cuestiones ambientales, de seguridad, económicas y energéticas sobre los combustibles que actualmente se utilizan.
- ✓ El uso del gas natural debe de expandirse al ser un combustible que incrementa la eficiencia de los procesos de generación y cogeneración de energía.
- ✓ La reducción entre 65 y 90% de emisiones contaminantes, sus bajos contenidos en ácido sulfhídrico y plomo hacen del gas natural el sustituto ideal de los combustibles actuales en el sector transporte vehicular.
- ✓ El sector doméstico será el que mayor crecimiento tenga durante los próximos años, al entrar en operación los sistemas privados de distribución de gas natural en las principales ciudades del país.
- ✓ La incorporación de reservas de gas natural continuará teniendo un desarrollo importante, al explorarse las regiones marinas y de la Cuenca del Golfo de México.

- ✓ La demanda de gas natural en nuestro país crecerá a un ritmo elevado durante los próximos años, estimándose un incremento del 73% en el consumo durante el próximo quinquenio, siguiendo la tendencia mundial.
- ✓ México deberá de importar gas natural de los Estados Unidos en los próximos años, al menos que se realicen medidas que aseguren su abasto, tales como:
 - Aprovechamiento del gas natural extraído mediante el desarrollo de la industria procesadora de gas, saturando la capacidad actual de endulzamiento y secado.
 - Incorporación de tecnologías de proceso que permitan reducir costos de operación a través de procesos con mayor eficiencia, y un mayor nivel de automatización.
- ✓ La regulación en las actividades de transporte, distribución y almacenamiento permite tener un mercado de gas natural competitivo, justo, transparente y con oportunidades importantes de inversión.

Con lo anterior puedo decir que hoy y en el futuro, la industria del gas natural está obligada a desarrollarse en una forma competitiva, eficiente, oportuna y ante todo segura. Tres factores que me permiten concluir y asegurar el crecimiento de la industria del gas natural son:

1. Las reservas de gas natural son suficientes para el abasto futuro.
2. La infraestructura de exploración, proceso, y transporte es amplia, lo que asegura una entrega oportuna, aunque deberán de incrementarse a medida de las necesidades.
3. La confianza existente entre los participantes que permitirá formar una industria competitiva y transparente, adecuándose a la nueva reestructuración.

En conjunto con lo anterior, es necesario comenzar campañas informativas que permitan dar a conocer al público en general las ventajas del gas natural, así como las condiciones favorables que tendrá el servicio de distribución, enfatizando los aspectos ambientales, de seguridad y de precio, y así tener en el futuro una

industria del gas natural a nivel de los países desarrollados, con una participación unida por parte del gobierno, la iniciativa privada y los consumidores.

BIBLIOGRAFÍA.

- Anuario Estadístico 1998. Petróleos Mexicanos. Editado por la Gerencia Corporativa de Evaluación e Información. México, 1998.
- Anuario Estadístico 1997. Petróleos Mexicanos. Editado por la Gerencia Corporativa de Evaluación e Información. México, 1997.
- Anuario Estadístico del Distrito Federal. INEGI. México, 1997.
- Anuario Estadístico de la Industria Química Mexicana. ANIQ. Edición 1996.
- Arroyo Zuñiga, Isabel. "Para terminar la Contaminación, el Gas Natural, la Mejor Alternativa". Alianza Automotriz. México, abril 1998.
- Base de Datos del Banco Nacional de Comercio Exterior, S.N.C.
- Baker, George. "Mixed signals in Mexican Gas Markets: Long-Term competition benefits delayed". Oil and Gas Journal. 95:49, 12/8/1997
- Balance de Energía 1997. Secretaría de Energía. 1998.
- Balance de Energía 1996. Secretaría de Energía. 1997.
- Ban, Stephen. "GRI sees natural gas as a key to reining green house gas emissions". Oil and Gas Journal, 95:51, 12/22/1997.
- Boletines de Prensa de Petróleos Mexicanos.
- Calidad del Gas Natural. Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-1997.
- Deutsch, Irving. Tecnología del gas para ingenieros y abogados. Ed. Blume. España 1968.
- Directiva sobre la determinación de las zonas geográficas para fines de distribución de gas natural. Comisión Reguladora de Energía. 1996.
- El Sector Energético en México 1997. INEGI. México, 1998.
- Estadísticas del Medio Ambiente. INEGI, SEMARNAP. México, 1997.

- Finnan, Kevin L. Wide area automation and communication technology for pipelines. Ductos, No 3. Año 1. Septiembre - Octubre 1997.
- Hakes, Jay. Worldwide natural gas supply and demand and the outlook for global LNG trade. Adaptación de testimonio en Natural Gas Monthly, Agosto 1997.
- Informe Anual 1996. Comisión Reguladora de Energía. 1997,
- Informe Anual 1997. Comisión Reguladora de Energía. 1998.
- Informe Anual 1996. Petróleos Mexicanos.
- La Regulación del Gas Natural en México. Comisión Reguladora de Energía. 1997.
- Ley de la Comisión Reguladora de Energía. Comisión Reguladora de Energía. 1996.
- Memoria de Labores 1997. Petróleos Mexicanos. Editado por la Unidad de Planeación Corporativa de Petróleos Mexicanos. México, 1998.
- Monteforte, Raúl. "Comission ushers in new era in mexican gas industry". Oil and Gas Journal, 96:14, 4/6/1998
- Palacios Calva, Ricardo. "Gas Natural en México. Situación Actual y Perspectivas". Ingeniería Petrolera. Vol. XXXVII No. 6. Junio 1997.
- Palacios Calva, Ricardo. "La producción de petróleo y gas en México. Situación actual y perspectiva". Ingeniería Petrolera. Vol. XXXVI, No. 9, Septiembre 1996.
- Pérez Polanco, René. "Transporte de Gas Natural por Ductos y Beneficios Energéticos y Ambientales". Ductos, No. 2. Año 1. Julio-Agosto 1997.
- Plan Nacional de Desarrollo 1995-2000. Secretaría de Hacienda y Crédito Público. México, 1995.
- Reglamento del Gas Natural. Comisión Reguladora de Energía. 1996.
- "Requisitos Mínimos de Seguridad en Ductos de transporte de Gas Natural". Proyecto de norma. Pemex Gas y Petroquímica Básica. Subdirección de Ductos. Gerencia de Mantenimiento. Subgerencia de Tecnología. 1997

Roland, Kjell. "Technology will continue to profoundly affect energy industry. Petroleum in the next century". Oil and Gas Journal, 96:13, 3/30/1998.

Rosellón, Juan. "Regulación de precios y tarifas para la industria del gas natural en México". Transiciones Energéticas en México, Centro y Sudamérica, Programa Universitario de Energía, UNAM. México, 1997.

Rosellón, Juan. "Regulatory Reform in Mexico's Gas Industry". Análisis Económico, ILADES/Georgetown University, Chile, 1995.

Tratado de Libre Comercio de America del Norte.

Wilson, J.D. Física con aplicaciones. Ed. McGraw Hill. México, 1989.

Yañez, Maclovio & Maldonado, José. "Mejora en los estados de resultados de la región norte con la aplicación de nuevas tecnologías y nueva cultura de trabajo". Ingeniería Petrolera. Vol. XXXVII. No. 6. Junio 1997.

SITIOS EN INTERNET DONDE SE OBTUVIERON DOCUMENTOS Y DATOS:

1994 - 1998 ENCYCLOPAEDIA BRITANNICA, INC. / Britannica Online. *
<http://www.eb.com:180>

AMERICAN GAS ASSOCIATION.
<http://www.aga.com>

ASOCIACIÓN MEXICANA DE GAS NATURAL.
<http://www.amgn.org.mx>

BANCO DE INFORMACIÓN ECONÓMICA IBD-INEGI
<http://dgcnesyp.inegi.gob.mx>

BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY 1998.
<http://www.bp.com/bpstats>

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD.
<http://www.cfe.gob.mx>

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA.
<http://www.cre.gob.mx>

DEPARTAMENTO DEL DISTRITO FEDERAL.

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

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION.

<http://www.eia.doe.gov>

INSTITUTO NACIONAL DE GEOGRAFÍA, ESTADÍSTICA E INFORMÁTICA.

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

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY.

<http://www.iea.org>

LUZ Y FUERZA DEL CENTRO.

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

NATURALGAS.COM

<http://www.naturalgas.org>

OFFICE OF FOSSIL ENERGY

<http://www.fe.doe.gov>

OIL AND GAS JOURNAL ONLINE.*

<http://www.ogjonline.com>

PETRÓLEOS MEXICANOS.

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

SECRETARÍA DE ENERGÍA.

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

WORLD ENERGY STATISTICS.

<http://www.energyinfo.co.uk>

* A través de pruebas gratuitas de los sitios.

ANEXO.

Glosario.

- Almacenamiento:** La actividad de recibir, mantener en depósito y entregar gas, cuando éste sea mantenido en depósito en instalaciones fijas distintas a los ductos.
- Cargo por conexión:** La porción de la tarifa basada en un monto fijo por el costo de conexión al sistema.
- Cogeneración:** El sistema que a partir de una misma fuente de energía primaria es capaz de entregar, secuencialmente, energía térmica y mecánica útil para los procesos de que se trate.
- Distribución:** La actividad de recibir, conducir, entregar y, en su caso, comercializar gas por medio de ductos dentro de una zona geográfica.
- Ductos:** Las tuberías e instalaciones para la conducción de gas. También mencionados como gasoductos.
- Gas amargo:** Gas con alto contenido de azufre.
- Gas asociado:** Gas natural que se encuentra en contacto con petróleo crudo o disuelto en éste.
- Gas húmedo:** Gas natural previo a la extracción de líquidos y otros compuestos.
- Gas natural:** Mezcla de hidrocarburos compuesta primordialmente por metano.
- Gas no asociado:** Gas natural que se encuentra en depósitos o yacimientos que no contienen crudo.
- Gas seco:** Parte comerciable de la producción de gas natural, la cual se obtiene extrayendo los líquidos de gas e impurezas por azufre.
- HSC:** Houston Ship Channel. Mercado de Referencia de gas natural en el sur de Texas.

- Permisionario:** El titular de un permiso de transporte, almacenamiento o distribución.
- Precio máximo de adquisición:** El cargo máximo que los distribuidores podrán hacer a los usuarios finales por los conceptos de adquisición, transporte y almacenamiento de gas.
- Sistema:** El conjunto de ductos, compresores, reguladores, medidores y otros equipos para la conducción o almacenamiento de gas.
- Transporte:** La actividad de recibir, conducir y entregar gas por medio de ductos, a personas que no sean usuarios finales localizados dentro de una zona geográfica.
- Unidad:** El volumen de gas que contiene la energía equivalente a mil millones de calorías a 1 kg/cm² de presión absoluta y una temperatura de 20° C.
- Usuario:** La persona que utiliza o solicita los servicios de un permisionario.
- Venta de primera mano:** La primera enajenación de gas de origen nacional que realice Petróleos Mexicanos a un tercero para su entrega en territorio nacional.
- Zona geográfica:** El área delimitada por la Comisión Reguladora de Energía para efectos de distribución.

Factores de Conversión utilizados:

1 metro cúbico = 35.31 pié cúbico	1 pié cúbico = .0283 metros cúbicos
1 metro cúbico = 1000 litros	
1 BTU = 1055 Joules	1 Joule = 0.00095 BTU
1 BTU = 252 calorías = 0.252 kcal.	1 caloría = 0.003968 BTU
1 Joule = 0.0002388 kcal	1 kcal = 4186.8 J
Peta = 1×10^{15}	
Giga = 1×10^9	
Mega = 1×10^6	

Poder Calorífico:

- Gasolina Magna Sin: 7320 kcal / l
- Diesel Sin: 9272 kcal / l
- Gas Natural: 8460 kcal / m³

**Especificaciones del gas natural de acuerdo a la NOM-001-SECRE-1997,
 CALIDAD DEL GAS NATURAL.**

ESPECIFICACIÓN	UNIDADES	MINIMO	MAXIMO
Poder Calorífico:	kcal/m ³	8460	-
Acido Sulfhídrico (H ₂ S)	mg/m ³	-	6.1
	ppm	-	4.4
Azufre Total (S)	mg/m ³	-	258
	ppm	-	200
Humedad (H ₂ O)	mg/m ³	-	112
Nitrógeno (N ₂) + Bióxido de Carbono (CO ₂)	% Volúmen	-	3
Contenido de licuables a partir de propano	l/m ³	-	0.059
Temperatura	K	-	323
Oxígeno	% Volúmen	-	0.5
Material sólido		Libre de polvos, gomas y de cualquier sólido que puede ocasionar problemas en tuberías.	
Líquidos		Libre de agua y de hidrocarburos líquidos	
Microbiológicos		Libre	