



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**COMERCIALIZACIÓN DEL
GAS NATURAL**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE :

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

MARIO ALBERTO GASCA LÓPEZ



DIRECTOR: M. EN I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

MÉXICO D.F. CIUDAD UNIVERSITARIA, 2005

m. 340307



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central

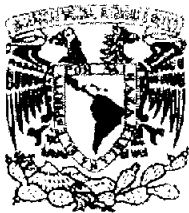


UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

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.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-1295

SR. MARIO ALBERTO GASCA LÓPEZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. José Ángel Gómez Cabrera y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

COMERCIALIZACIÓN DEL GAS NATURAL

- INTRODUCCIÓN
- I LA CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL
- II EL MERCADO FÍSICO DEL GAS NATURAL
- III PANORAMA NACIONAL E INTERNACIONAL DEL MERCADO DE GAS NATURAL
- IV REGULACIÓN DEL GAS NATURAL
- V EL MERCADO FINANCIERO DEL GAS NATURAL
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- ANEXOS
- REFERENCIAS

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

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
Cd. Universitaria D. F., a 30 de noviembre de 2004
EL DIRECTOR

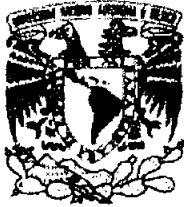

M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO
OFDAJAGC/gtg

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo recepcional.

NOMBRE: Mario A. Gasca
Lopez

FECHA: 25 de Enero 2005

FIRMA: 



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA

COMERCIALIZACIÓN DEL GAS NATURAL.

TESIS PRESENTADA POR:

GASCA LÓPEZ MARIO ALBERTO

DIRIGIDA POR:

M. I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA.

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL:

PRESIDENTE: M. I. MARIO BECERRA ZEPEDA

VOCAL: M. I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

SECRETARIO: M. I. NESTOR MARTÍNEZ ROMERO

1ER SUPLENTE: M. C. CARLOS MORÁN MOGUEL

2DO SUPLENTE: ING. JAVIER CALDERÓN NAVARRO

AGRADECIMIENTOS

Esta tesis la dedico con mucho cariño, a todas las personas que me inspiraron y apoyaron a lo largo de mi carrera y han dejado una huella especial en mi vida.

A mi mamá, porque siempre ha creído en mí y me ha apoyado incondicionalmente en cada etapa importante de mi vida, tanto como personal como profesional.

A mi papá, por su gran ejemplo, y por ayudarme a hacer realidad mis ideas y sueños y por estar ahí siempre que lo necesito.

A mis tíos, por darme todo su cariño y comprensión día con día.

A mis primos, por demostrarme que siempre puedo contar con ellos, por sus consejos.

A Mayra, por haber estado conmigo todo este tiempo, por su comprensión, paciencia y por escucharme siempre con cariño.

A Héctor y Alex, por ser una parte importante en mi vida, por acompañarme siempre y por hacerme reír.

Al M en I. José Ángel Gómez Cabrera, por que depositó en mí su confianza durante toda la carrera, por el apoyo que me ha brindado, por darme todas sus enseñanzas y por asesorarme y guiarme en el desarrollo de esta tesis.

Al M. en C. Carlos Alfonso Morán Moguel y al M. en I. Gustavo Guillermo Rocha Beltrán, por interesarse en mí, por escucharme y ofrecerme su amistad.

A todos los profesores que han dejado algo de ellos en mí, además de sus enseñanzas, interés, confianza y paciencia.

A la Act. Ana Margarita Pérez y al Ing. Francisco Becerra, porque hicieron posible la obtención de material e información vital para el presente trabajo.

A la Facultad de Ingeniería, por la oportunidad que me dio para desarrollarme profesional, cultural y humanísticamente, y porque me permitió integrarme a su comunidad y obtener de ella todos los conocimientos que me permitirán ser mejor cada día.

A todas aquellas personas que olvida mi mente pero recuerda mi corazón, a todos mil gracias porque sin ustedes no hubiera sido posible realizar este sueño, ser un orgulloso Ingeniero Petrolero de la Facultad de Ingeniería de la UNAM.

COMERCIALIZACIÓN DEL GAS NATURAL

ÍNDICE

	Pág.
Introducción	01
Capítulo 1: La cadena de valor del gas natural	16
1.1 Introducción	16
1.2 Costo de producción del gas natural	20
1.3 Comercio internacional	23
Capítulo 2: El mercado físico del gas natural	27
2.1 Fundamentos de la oferta	27
2.1.1 Regiones de oferta	27
2.1.2 Características de los pozos de gas natural	28
2.1.3 Factores que afectan a la oferta	28
2.2 Fundamentos de la demanda	29
2.2.1 Consumo del gas natural	29
2.2.2 Factores que afectan a la demanda	29
2.2.3 Sensibilidad de la demanda a la variación de precios	30
2.3 Transporte	30
2.3.1 Nominaciones	31
2.3.2 Confirmación, programación, asignación y balance	32
2.3.3 Contratos de transporte	35
2.3.4 Tarifas de transporte	37
2.4 Comercialización de la capacidad	38

2.5	Tipos de transacciones físicas	39
2.5.1	Contratos comerciales de gas natural	39
2.5.2	Contratos Swing	39
2.5.3	Contratos Baseload	40
2.5.4	Contratos Base Firme	40
2.6	Principales mercados físicos	40

Capítulo 3: Panorama nacional e internacional del mercado del gas natural **42**

3.1	Mercado mundial	42
3.2	Mercado mexicano	54
3.2.1	Tipos de servicio de transporte	55
3.2.2	Posicionamiento y estado del mercado del gas natural en México	59
3.2.3	Pronósticos para el mercado de gas natural en México	76

Capítulo 4: Regulación del mercado del gas natural **82**

4.1	Antecedentes regulatorios	82
4.1.1	Acta de gas natural de 1938	82
4.1.2	La decisión Phillips	83
4.1.3	Efectos de la decisión Phillips	83
4.1.4	Acta de política de gas natural de 1978	84
4.1.5	Ordenamientos 436 y 500	85
4.1.6	Mega–NOPR	86
4.2	Regulación del gas en México	86
4.2.1	La CRE	86
4.2.2	Ley de la CRE	87
4.2.3	Atribuciones e instrumentos de regulación	87
4.3	Precio del gas natural	89

Capítulo 5: El mercado financiero del gas natural	94
5.1 Conceptos generales	94
5.1.1 Valor	94
5.1.2 Valor percibido vs. valor del mercado	94
5.2 Precios y comercialización	95
5.2.1 Formato del precio	95
5.3 El mercado diario del gas natural	96
5.3.1 Bidweek	96
5.3.2 El precio en el mercado	96
5.4 Riesgo en productos derivados	97
5.4.1 Productos derivados	97
5.4.2 Valuación de productos derivados	99
5.4.3 Contratos de forwards y futuros	100
5.4.4 Contratos de opciones	103
5.5 El gas como producto derivado	104
5.5.1 Futuros	104
5.5.2 Contratos Futuros	105
5.5.3 Fecha límite de los Futuros	105
5.5.4 Índices	105
5.5.5 Compra y venta de gas a precios índice	106
5.5.6 Swaps	107
5.5.7 Definición de los Swaps financieros	107
5.5.8 Swaps Futuros	108
5.5.9 Basis Swaps	108
5.5.10 Index Swaps	108
5.5.11 Swing Swaps	109
5.5.12 EFP'S	109
5.5.13 Triggers	110
5.5.14 Opciones	110
5.6 Principales mercados financieros	111
Conclusiones y Recomendaciones	113
Anexos	118
Referencias	125

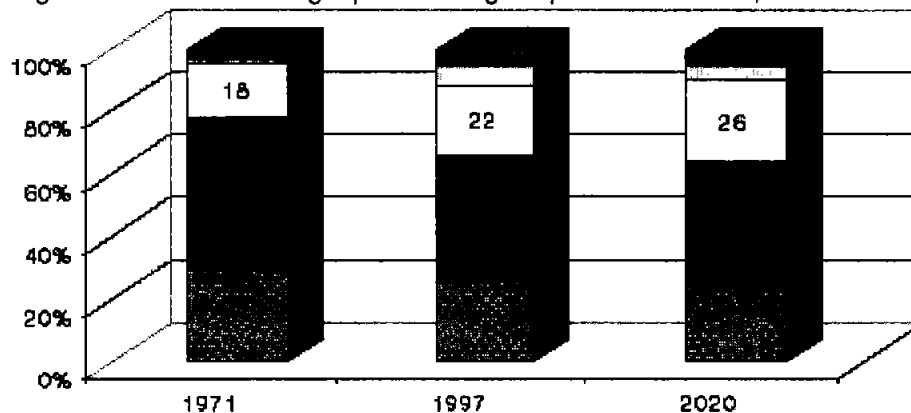
Introducción

Importancia del Gas Natural

El gas natural es la fuente de energía fósil que ha conocido el mayor avance desde los años 70 y representa actualmente la quinta parte del consumo energético mundial.

Gracias a sus ventajas económicas y ecológicas, el gas natural resulta cada día más atractivo para muchos países. Las características de este producto, como por ejemplo su reducido intervalo de combustión, hacen de esta fuente de energía una de las más seguras del momento. En la actualidad es la segunda fuente de energía de mayor uso después del petróleo. Según el departamento norteamericano de la energía, la participación del gas natural en la producción energética mundial era del 23% en 1999 y las perspectivas de desarrollo de la demanda son excelentes, como se puede observar en la figura. El gas natural es considerado como el combustible fósil de este siglo, como lo fue el petróleo durante el siglo pasado y el carbón hace dos siglos.

Fig. 1. Uso total de energía primaria según tipo de carburante, 1971-2020



■ Carbón ■ Petróleo □ Gas natural □ Nuclear ■ Hidro ■ Otras energías renovables

World Energy Outlook 2000, International Energy Agency

El gas natural presenta una ventaja competitiva frente las otras fuentes de energía pues, solamente alrededor del 10% del gas natural producido se pierde antes de llegar al consumidor final. Además los avances tecnológicos mejoran constantemente la eficacia de las técnicas de extracción, de transporte y de almacenamiento así como el rendimiento energético de los equipos que funcionan con gas natural.

El gas natural es considerado como uno de los combustibles fósiles más limpios y respetuosos con el medio ambiente. Su ventaja comparativa en materia ambiental en comparación con el carbón o con el petróleo reside en el hecho de que las emisiones de dióxido de azufre son mínimas y que los niveles de óxido nitroso y de dióxido de carbono son menores. Un mayor uso de esta fuente de energía permitiría particularmente limitar los impactos negativos sobre el medio ambiente tales como: la lluvia ácida, el deterioro de la capa de ozono y los gases que producen el efecto de invernadero.

El gas natural es una fuente de energía muy segura tanto en lo que concierne a su transporte y su almacenamiento como su uso.

Aunque las reservas de gas natural sean limitadas y que se trate de una energía no renovable, las reservas explotables son numerosas en el mundo entero y aumentan al mismo tiempo que se descubren nuevas técnicas de exploración y de extracción, permitiendo una perforación más amplia y profunda.

El nivel de las inversiones dedicadas a la industria del gas natural prueba la importancia creciente de este producto. El sector del gas natural muestra un dinamismo importante a principios del nuevo milenio. Una demanda y un nivel de precios en aumento condujeron, en un pasado reciente, a emprender nuevos proyectos de expansión y de exploración. Fue así como se desarrollaron y se planificaron proyectos de construcción de nuevos gasoductos a través del mundo. Además, los gobiernos incluyen progresivamente al gas natural en el orden del día de su política energética, principalmente a través del seguimiento de políticas de liberalización del mercado (en particular después de las crisis petroleras de los años 70). Cada vez más, los usuarios finales muestran una preferencia por el gas natural debido a su limpieza, seguridad, fiabilidad e interés económico. El gas natural se puede utilizar para la calefacción, la refrigeración y varias otras aplicaciones de tipo industrial. Al mismo tiempo, tiende a convertirse en el combustible preferido para la producción de electricidad.

Origen e historia

El descubrimiento del gas natural data de la antigüedad en el Medio Oriente. Hace miles de años, se pudo comprobar que existían fugas de gas natural que prendían fuego cuando se encendían, dando lugar a las llamadas "fuentes ardientes". En Persia, Grecia y la India, se levantaron templos para prácticas religiosas alrededor de estas "llamas eternas". Sin embargo, estas civilizaciones no reconocieron inmediatamente la importancia de su descubrimiento. Fue en China, alrededor del año 900 antes de nuestra era, donde se comprendió la importancia de este producto. Los chinos perforaron el primer pozo de gas natural que se conoce en el año 211 antes de nuestra era.

En Europa se conoció el gas natural hasta 1659, en Inglaterra, aunque no se empezó a comercializar hasta 1790. En 1821, los habitantes de Norte América observaron burbujas de gas que brotaban hasta la superficie en un arroyo. William

Hart, considerado como el "padre del gas natural", excavó el primer pozo de gas natural en Norteamérica.

Durante el siglo XIX el gas natural fue casi exclusivamente utilizado como fuente de luz. Su consumo permaneció muy localizado por la falta de infraestructura de transporte por lo que se dificultaban el traslado del gas natural a grandes distancias. En 1890, se produjo un importante cambio con la invención de las juntas a prueba de fugas en los gasoductos. No obstante, las técnicas existentes no permitieron transportar el gas natural a más de 160 kilómetros de distancia por lo que el producto se quemaba o se dejaba en el mismo lugar. El transporte del gas natural a grandes distancias se generalizó en el transcurso de los años veinte, gracias a las mejoras tecnológicas aportadas a los gasoductos. Después de la segunda guerra mundial, el uso del gas natural creció rápidamente como consecuencia del desarrollo de las redes de gasoductos y de los sistemas de almacenamiento.

En los primeros tiempos de la exploración del petróleo, el gas natural era frecuentemente considerado como un subproducto sin interés que impedía el trabajo de los obreros forzados a parar de trabajar para dejar escapar el gas natural descubierto en el momento de la perforación. Hoy en día, en particular a partir de las crisis petroleras de los años 70, el gas natural se ha convertido en una importante fuente de energía en el mundo.

Durante muchos años, la industria del gas natural estuvo fuertemente regulada debido a que era considerada como un monopolio de Estado. En el transcurso de los últimos 30 años, se ha producido un movimiento hacia una mayor liberalización de los mercados del gas natural y una fuerte desregulación de los precios de este producto. Esta tendencia tuvo como consecuencia la apertura del mercado a una mayor competencia y la aparición de una industria de gas natural mucho más dinámica e innovadora. Además, gracias a numerosos avances tecnológicos se facilitó el descubrimiento, la extracción y el transporte de gas natural hasta los consumidores. Estas innovaciones permitieron también mejorar las aplicaciones existentes así como crear nuevas aplicaciones. El gas natural es cada vez más utilizado para la producción de electricidad.

Descripción y características técnicas

La producción de aceite y gas involucra una serie de operaciones en la superficie, entre la cabeza del pozo y el punto de transferencia de custodia, y posteriormente, en el transporte a las instalaciones de producción.

Estas operaciones en conjunto se conocen como manejo o proceso de campo, y se define como el proceso de gas y aceite para su manejo, transporte y almacenamiento seguro y económico en un ducto, buque tanque o carro tanque.

Este proceso comprende también el tratamiento de aguas, tanto para desecho como para reinyección.

Para el caso del gas natural, este proceso está compuesto por lo siguiente:

- Limpieza: Remoción de líquidos y sólidos como arena, residuos de tubería, productos de la corrosión e inhibidores, agua libre, sal y lodo de perforación.
- Tratamiento: Endulzamiento o remoción de gases ácidos (H_2S y CO_2).
- Deshidratación: Secado o remoción del vapor de agua o control del punto de rocío del H_2O .
- Control del punto de rocío de hidrocarburos: Recuperación del etano y otros hidrocarburos más pesados, así como condensado.

Este proceso de campo generalmente consiste en dos categorías operativas distintas:

1. Separación del flujo de gas/aceite/salmuera en sus fases individuales.
2. Remoción de impurezas de las fases separadas para cumplir con las especificaciones de venta/transporte/reinyección y con las regulaciones ambientales.

Las especificaciones para la venta de gas pueden ser descritas generalmente en términos de la composición y propiedades de los hidrocarburos producidos. Además, la selección, diseño y la operación del proceso requerido para separar gas del líquido y eliminar las impurezas depende de las propiedades de la mezcla.

Los constituyentes deseables del aceite crudo y del gas natural son los hidrocarburos. El rango de estos componentes va desde el metano (CH_4) como el de menor peso molecular, hasta los hidrocarburos parafínicos con 33 átomos de carbono e hidrocarburos polinucleares aromáticos con más de 20 átomos de carbono. El gas natural está compuesto en mayor proporción por metano. El aceite crudo está formado principalmente por hidrocarburos líquidos con más de cuatro átomos de carbono.

Existe la tendencia de relacionar al aceite crudo como líquido y al gas natural como gas y considerar la producción de las fases como operaciones separadas. De cualquier forma, en el yacimiento, el aceite crudo contiene generalmente metano disuelto, así como otros hidrocarburos ligeros que son libreados como gas cuando la presión del aceite es reducida. Conforme el gas es extraído, los volúmenes remanentes de aceite líquido decrecen; este fenómeno es conocido como encogimiento. Este gas producido es conocido como asociado o gas del separador. El encogimiento es expresado en términos de barriles de aceite a condiciones de tanque por barril de fluido del yacimiento. El encogimiento de aceite es recíproco al factor de volumen de aceite (Bo).

De forma similar, el gas natural producido a partir de un yacimiento de gas puede contener pequeñas cantidades de hidrocarburos más pesados que son separados como un líquido llamado condensado. El gas natural que contiene condensado es

llamado húmedo. Ahora, por el contrario, si no hay formación de condensado cuando el gas es producido en la superficie, el gas es conocido como seco.

Cuando el aceite es separado de su gas asociado durante la producción, el gas total liberado durante la reducción de la presión del aceite, dividido entre el volumen de aceite remanente es llamado relación gas-aceite, o RGA. La RGA es expresada como el gas total liberado en pies cúbicos por barril de aceite a condiciones de tanque o estándar. Las condiciones estándar para el gas natural son de 60°F y una atmósfera de presión.

La RGA total depende del número de etapas usadas en la batería de separación, así como también de la presión de operación de cada etapa. Para tres o más etapas, la RGA se aproxima a un valor límite. La optimización de la secuencia de separación generalmente involucra tanto la máxima recuperación de líquidos como los mínimos requerimientos de compresión.

Para el gas natural húmedo, el líquido contenido es dado en barriles de condensado por millón de pies cúbicos de gas, o en galones de condensado por millar de pie cúbico.

Composición del gas natural

Como producto en el campo, el gas natural puede contener las sustancias mostradas en la tabla 1. Los constituyentes primarios son generalmente hidrocarburos parafínicos (alcanos), del metano al pentano, incluyendo tanto al isobutano como al isopentano. En ocasiones puede haber pequeñas cantidades de neopentano, en algunos casos también hay trazas de ciclopentano. La cantidad de hexanos e hidrocarburos más pesados en el gas natural es muy pequeña. Esta fracción puede contener trazas de componentes como naftas y aromáticos.

El constituyente principal del gas natural es el metano, que es deseable como combustible primario. El gas de venta también contiene pequeñas cantidades de los hidrocarburos mostrados en la tabla 1. Una fracción de éstos hidrocarburos más pesados puede ser recuperada obteniendo una ganancia en una planta de procesamiento de gas en el campo como uno o más productos líquidos. Estos componentes licuables (condensados) pueden ser recuperados como una sola corriente que es transportada a una planta aparte para ser fraccionados en productos comercializables. De forma alternativa, en algunos casos este fraccionamiento puede ser llevado a cabo en campo.

En todo del mundo, el gas natural que va a ser transportado a grandes distancias, es licuado para poder ser transportado en buques tanque.

Tabla 1. Componentes del gas natural

Clase	Componente	Fórmula	Porcentaje	Usos	Punto de ebullición, °F
Hidrocarburos	Metano	CH ₄	70-98%	Gas combustible	Hasta 100
	Etano	C ₂ H ₄	1-10%		
	Propano	C ₃ H ₈	Trazas-5%	Gas combustible embotellado, solvente	
	i-Butano	iC ₄ H ₁₀	Trazas-2%		
	n-Butano	nC ₄ H ₁₀			
	i-Pentano	iC ₅ H ₁₂	Trazas-1%		
	n-Pentano	nC ₅ H ₁₂			
		Ciclopentano	C ₅ H ₁₀		
	Hexano	C ₆ H ₁₄	Trazas-½%	Combustible para motores, solvente	100-350
	Heptano +	C ₇ +	Trazas-½%		
Gases Inertes	Nitrógeno	N ₂	Trazas-15%		
	Helio	He	0-5%		
	Argón	A			
	Hidrógeno	H ₂			
	Oxígeno	O ₂			
Gases ácidos	Sulfuro de Hidrógeno	H ₂ S	Trazas-3%		
	Dióxido de Carbono	CO ₂	Trazas-5%		
Compuestos sulfurados	Mercaptanos	R-SH			
	Sulfuros	R-S-R'			
	Disulfuros	R-S-S-R'			
Vapor de agua		H ₂ O			
Compuestos líquidos	Agua libre o salmuera				
	Inhibidores de corrosión				
	Metanol	CH ₃ OH			
Sólidos	Óxidos				
	Sulfuro de hierro	FeS			

Los gases que aparecen generalmente en el gas natural incluyen al nitrógeno, helio, argón, hidrógeno y oxígeno. El nitrógeno disminuye el poder calorífico del gas.

Como el gas es vendido bajo la base de contenido energético, el contenido de nitrógeno es limitado a cantidades muy pequeñas para el gas comercializable.

La remoción del nitrógeno requiere un proceso criogénico muy caro, por lo que un alto contenido de nitrógeno en el gas podría hacerlo inconveniente para la venta.

De acuerdo a ciertos análisis de espectrografía de masa, se ha revelado la existencia de helio en algunos gases naturales. El helio no tiene ningún efecto sobre el poder calorífico del gas. El valor del helio separado es alto, y en algunos casos, los gobiernos ofrecen beneficios para incentivar la separación del helio del gas natural.

Un gas natural que contiene sulfuro de hidrógeno se conoce como gas amargo, y un gas que no contiene sulfuro de hidrógeno, se dice que es un gas dulce.

Calidad

El gas natural se mide en metros cúbicos (a una presión de 75,000 Pascales y una temperatura de 15°C) o en pies cúbicos (misma presión y temperatura). Normalmente, la producción de gas a partir de los pozos y los repartos a las centrales eléctricas se miden en millares o en millones de pies cúbicos (Mpc y MMpc). Los recursos y las reservas son calculados en billones de pies cúbicos (Bpc).

La cantidad de energía producida por la combustión de un volumen de gas natural se mide en Unidades Térmicas Británicas (Btu). El valor del gas natural es determinado por su potencial energético que es medido en Btu. Un Btu representa la cantidad de energía que se requiere para elevar a un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua a condiciones atmosféricas normales. Un pie cúbico de gas natural contiene en promedio 1,000 Btu, aunque el intervalo de valores se sitúa entre 500 y 1,500 Btu.

El potencial de energía del gas natural es variable y depende de su composición: cuanto mayor sea la cantidad de gases no combustibles que contenga, menor será el valor Btu. Además, la masa volumétrica de los diferentes gases combustibles influye sobre el valor Btu del gas natural. Cuanto mayor sea la masa, mayor será la cantidad de átomos de carbono para el gas considerado y, por consiguiente, mayor será su valor en Btu.

Diversos análisis sobre el valor Btu del gas natural son realizados en cada etapa de la cadena del producto. Se utilizan para esto analizadores con proceso cromatográfico del gas, para poder realizar análisis fraccionales de las corrientes de gas natural, separando el gas natural en sus componentes identificables. Los componentes y sus concentraciones se convierten en valor calorífico bruto en Btu por pie cúbico.

La composición del gas natural varía según la zona geográfica, el yacimiento o el campo del que es extraído. Los diferentes hidrocarburos que forman el gas natural pueden ser separados utilizando sus propiedades físicas respectivas (peso, temperatura de ebullición, presión de vaporización). En función de su contenido en componentes pesados, el gas es considerado como rico (cinco o seis galones o más de hidrocarburos extraíbles por pie cúbico) o pobre (menos de un galón de hidrocarburo extraíble por pie cúbico)

Normalmente, el gas natural tal cual se presenta después de su extracción no se puede transportar, ni tiene un uso comercial, pues necesita antes una primera transformación. El gas natural comercializable se compone casi exclusivamente de metano y de etano, excluyendo las impurezas que como la humedad deben ser removidas del gas natural crudo. El transporte por gasoductos impone a su vez reglas sobre la calidad del gas natural. En cualquier caso, el gas natural debe ser tratado con el fin de eliminar el vapor de agua, los sólidos y los otros contaminantes y separarlo de ciertos hidrocarburos cuyo valor es más elevado como producto separado que como producto mezclado.

En cuanto a las características del gas para cumplir ciertos requerimientos de calidad, debemos de definir los siguientes conceptos:

- Capacidad calorífica (valor de calentamiento): Puede ser expresado como un valor calorífico neto o bruto por unidad de peso. Cuando el gas contiene elementos no combustibles como el nitrógeno y bióxido de carbono, se pueden aplicar algunos factores para limitar estas cantidades en beneficio del producto.
- Contenido de sulfuros: Limita el contenido de compuestos de sulfuros para prevenir la corrosión y malos olores cuando el gas es quemado.
- Temperatura máxima: Esta temperatura debe ser especificada en el punto de transferencia. Y es a menudo de 49 °C (120 °F).
- Contenido de agua (Punto de Rocío): Se establecerá como la masa de agua por unidad de volumen de gas o como la temperatura del punto de rocío del agua máxima permitida para la presión especificada.
- Punto de Rocío de los Hidrocarburos: Actualmente se especifica en algunos contratos que el gas debe estar libre de líquidos, sólidos, impurezas, resinas y principales constituyentes de las mismas. De acuerdo con esto se fija la temperatura máxima del punto de rocío para una presión dada.

El gas deberá ser producido en su estado natural, lo que significa que el gas deberá reunir solamente las especificaciones arriba mencionadas, las no incluidas no alteran substancialmente el contenido de hidrocarburos.

Entonces, la calidad del gas natural se define como la composición y el conjunto de características físico-químicas que posee el gas natural de acuerdo con las propiedades siguientes:

- Poder Calorífico, índice Wobber.
- Densidad, factor de compresibilidad.
- Densidad relativa y puntos de rocío.

Estos parámetros se determinan de acuerdo al uso que se le va a dar al gas, por lo que la Norma Oficial Mexicana, presenta la norma NOM-001-SECRE-2003, mediante la cual se fijan las características de calidad para el gas natural a comercializar.

De acuerdo con la norma NOM-001-SECRE-2003, la calidad del gas natural comercializable debe de coincidir con la siguiente tabla:

Tabla 2. Especificaciones del gas natural según la NOM-001-SECRE-2003

Propiedades	Unidades	Especificación			
		Mínimo	Máximo	Máximo Dic/2005	Máximo Dic/2007
Oxígeno	% vol	-----	0.2		
Inertes					
Nitrógeno	% vol		5.0		
Bióxido de Carbono	%vol	-----	3.0		
Total de Inertes	%vol	-----	5.0		

Contenido de licuables a partir del propano (C ₃ ⁺) O bien, temperatura de rocío de hidrocarburos de 1 a 8000 kPa	l/m ³ k (°C)	-----	0.059 271.15 (-2)	0.050	0.045
Humedad (H ₂ O)	mg/m ³	-----	112		
Poder calorífico Superior	MJ/m ³	35.42	41.53		
Índice Wobber	MJ/m ³	45.8	50.6		
Acido Sulfhídrico (H ₂ S)	mg/m ³	-----	6.1		
Azufre total	mg/m ³	-----	150.0		
Material Sólido	-----	Libre de polvos, gomas y cualquier sólido que pueda ocasionar problemas en los ductos y sus instalaciones, así como en cantidades que provoquen deterioro en los materiales que normalmente se encuentren en dichas instalaciones y afecten su uso.			
Líquidos	-----	Libre de agua, aceite e hidrocarburos líquidos			

NOM-001-SECRE-2003, DIARIO OFICIAL DE LA NACIÓN, 29 de Marzo de 2004.

Sectores de uso

El gas natural es una fuente de energía versátil que puede ser utilizada en ámbitos muy variados. La producción de calefacción y la generación de electricidad son sus los usos mas comunes. En el futuro, la problemática de la protección del medio ambiente podría conducir a un mayor uso del gas natural en el sector transporte.

1) Generación de electricidad

Las compañías de electricidad y los proveedores independientes de energía emplean cada vez más el gas natural para alimentar sus centrales eléctricas. Generalmente, las centrales que funcionan con gas natural tienen menores costos de capital, se construyen más rápidamente, funcionan con mayor eficacia y emiten menos contaminación atmosférica que las centrales que utilizan otros combustibles fósiles. Los avances tecnológicos en materia de diseño, eficacia y uso de turbinas de ciclo combinado, así como en los procesos de cogeneración, fomentan el empleo de gas natural en la generación de energía. Las centrales de ciclos combinados (CCGT) utilizan el calor perdido para producir más electricidad, mientras que la cogeneración del gas natural produce al mismo tiempo potencia y calor que son útiles tanto para las industrias como para los usuarios comerciales. Esta cogeneración reduce muy fuertemente las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera.

2) Petroquímica

La petroquímica, aprovecha a los subproductos del gas natural y condensado, para crear materia prima para la industria en general.

Estos derivados principales del gas natural, son: el metano y derivados, el etano y derivados, gasolinas, azufre, aromáticos y derivados, y derivados del propileno.

A su vez, estos subproductos y derivados, son utilizados para obtener pegamentos, pinturas, solventes, selladores, recubrimientos, texturizados, adelgazadores, emulsiones, polietileno de alta y baja densidad, amoniaco, metanol, oxido de etileno, monoetilenglicol, dietilenglicol, acetatoaldehido, y cloruro de vinilo.

Entonces, es notable la importancia del gas natural para la obtención de estos productos básicos, ya que son utilizados como materia prima para una gran parte del sector industrial no solo en nuestro país, sino en el mundo.

3) Industrial

El gas natural es una materia prima para la fabricación del papel, de ciertos metales, productos químicos, piedras, arcilla, vidrio y en la transformación de ciertos alimentos. Puede ser igualmente utilizado para el reciclado de residuos, para la incineración, el secado, la deshumidificación, la calefacción, la climatización y la cogeneración.

4) Doméstico

La aplicación doméstica es el uso más conocido. Se puede utilizar para cocinar, lavar, secar, calentar el agua, calentar una casa o climatizarla. Además, los electrodomésticos se mejoran día a día con el fin de utilizar el gas natural de forma más económica y segura. Los costos de mantenimiento del material que funciona con gas son generalmente más bajos que los de otras fuentes de energía.

5) Comercial

Los principales usuarios comerciales de gas natural son los proveedores de servicios de alimentos, los hoteles, los equipamientos de servicios médicos y los edificios de oficinas. Las aplicaciones comerciales de gas natural incluyen la climatización (aire acondicionado y refrigeración), la cocina o la calefacción.

6) Vehículos de gas natural

El gas natural puede ser utilizado como combustible por los vehículos a motor de dos maneras: como gas natural comprimido (GNC), la forma más utilizada, o como gas licuado.

El parque automotriz que funciona con gas natural es aproximadamente de 1.5 millones de vehículos en todo el mundo (según la Asociación Internacional de Vehículos de Gas Natural). Las preocupaciones respecto de la calidad del aire en la mayor parte de las regiones del mundo refuerzan el interés por el uso del gas natural en este sector. Se estima que los vehículos que utilizan este tipo de combustible emiten un 20% menos de gas con efecto de invernadero que los vehículos que funcionan con gasolina o con diesel. Contrario a lo que se piensa comúnmente, el empleo de gas natural en los vehículos motorizados no es una novedad, puesto que ya se utilizaba en los años 30. En muchos países, este tipo de vehículos es presentado como una alternativa a los autobuses, taxis y otros transportes públicos. El gas natural en vehículos es a la vez barato y práctico.

7) Celdas de combustible

La celda de combustible es un dispositivo electroquímico que permite combinar el hidrógeno y el oxígeno contenidos en el aire con el fin de producir electricidad, calor y agua. Las celdas de combustible funcionan sin combustión, por lo que casi no contaminan. Una celda de combustible puede ser utilizada con rendimientos muchos más elevados que los motores de explosión pues el combustible es directamente transformado en electricidad y produce más energía a partir de la misma cantidad de combustible. La celda de combustible no posee ninguna pieza móvil, lo que la convierte en una fuente de energía relativamente silenciosa y segura. El gas natural es uno de los múltiples combustibles a partir del cual las pilas de combustible pueden funcionar.

Fuentes de extracción del gas natural

La fuente principal de obtención de gas natural, son los yacimientos de hidrocarburos en el subsuelo, y se clasifican de las siguientes formas:

El gas natural, puede provenir de 2 tipos de yacimientos petroleros:

- Yacimientos de gas asociado
- Yacimientos de gas no asociado

En los yacimientos de gas asociado, encontramos aceite con un alto contenido de gas disuelto, y este aceite, al ser producido, tendrá un alto encogimiento debido a la liberación de este gas disuelto, y mediante procesos de separación en campo el gas será comprimido y enviado a instalaciones para su tratamiento. Otra opción, es que se tenga un casquete original de gas en el yacimiento, del cual una parte, será producida al mismo tiempo que el aceite, debido a que este casquete se expandirá conforme se vaya explotando el yacimiento.

En el caso de los yacimientos de gas no asociado, el gas se encuentra sólo o libre en el yacimiento, no existe presencia de aceite, pero si puede haber presencia o se puede dar la formación de condensados (hidrocarburos ligeros) provenientes del gas natural, resultado del abatimiento de presión al producir el gas.

Otra clasificación de los yacimientos de gas es la que se refiere a los diagramas de fase, en la que encontramos a:

- Yacimientos de gas seco:
Son los que en un diagrama p-T, quedan localizados a la derecha de la cricondeterma, y en los cuales no se presenta un cambio de estado en el yacimiento durante su explotación, y que además, no habrá un cambio de estado durante su producción hasta la superficie.
- Yacimientos de gas húmedo:
Se definen de manera similar a los de gas seco, solo que a diferencia de los anteriores, el gas, al ser producido, y sufrir un abatimiento en su temperatura, cambiara de estado parcialmente, liberando cierta cantidad de líquido, que suelen ser hidrocarburos ligeros, como propano y butano.
- Yacimientos de gas y condensado:
En estos yacimientos, sus condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que en cierta etapa de la explotación, se presentará el fenómeno de la condensación retrógrada, y desde luego, y de manera similar a los yacimientos de gas húmedo, la producción en superficie será en dos fases: líquida y gaseosa.

Otras fuentes de obtención del gas natural

Biomasa

La biomasa, definida como toda la vegetación terrestre, acuática y los desechos orgánicos, satisfacía toda la energía necesaria para los humanos antes de la revolución industrial. Toda la biomasa es producida por las plantas verdes que transforman la luz solar en materia vegetal a través de la fotosíntesis; el aprovechamiento de la biomasa tiene su origen en la energía solar, dado que las plantas, a través de la fotosíntesis, absorben una cantidad pequeña de energía (aproximadamente 1%) de la radiación visible del espectro solar.

Hay tres fuentes básicas de energía biomasa: desechos industriales y municipales, residuos de cosechas, y plantaciones de cultivos de alto rendimiento energético que pueden quemarse para producir energía, aunque debe hacerse con la tecnología adecuada para aprovechar al máximo la combustión, evitar la emisión de dioxinas y reducir la emisión de gases de efecto invernadero y de cenizas contaminantes.

Existen dos formas de aprovechar este tipo de energía: la conversión termoquímica y la conversión biológica.

La primera, en cuanto a la generación de gas natural, se refiere a la hidrogenación, en la cual se obtienen hidrocarburos de los desechos orgánicos y la hidrogasificación, en la cual se convierte el desecho orgánico de los animales en metano y etano.

El segundo tipo, también en cuanto a la generación de gas, se refiere a la fermentación anaeróbica, en la cual la materia orgánica se descompone en inorgánica en presencia de bacterias que no requieren oxígeno (anaeróbicas), llamadas metanogénicas, porque producen gas metano, como producto de esta descomposición.

Los desechos orgánicos de las grandes ciudades, como los componentes orgánicos de la basura pueden utilizarse para la generación de energía eléctrica y en forma directa como energético doméstico.

Hidratos de metano

Los hidratos de metano, o hielos de metano, son entrampamientos de metano en moléculas de agua, que bajo condiciones extremas de presión y temperatura (presiones altas, temperaturas bajas), se encuentran como hielos que en su redícula molecular tiene contenidas moléculas de metano.

El problema clave de la producción de metano a partir de la capa de hidrato es la extracción de gas a partir de los hidratos alojados en el sedimento marino. Adicionalmente, el metano libre bajo la zona de hidratos constituye otra fuente de gas. Para la disociación de los hidratos de metano se han propuesto tres procesos: estimulación térmica, depresurización e inyección de inhibidores

En el proceso de estimulación térmica, la energía térmica puede ser introducida a los estratos que contienen hidratos para poder aumentar la temperatura local en forma suficiente como para causar la disociación del hidrato. Este proceso posee un favorable balance energético neto, ya que la energía calórica requerida para la disociación es de alrededor de un 6% de la energía contenida en el gas liberado. En términos simples, se puede bombear vapor o agua caliente hacia abajo a través de un pozo inyección, para disociar el hidrato y liberar metano. El metano liberado podría ser entonces bombeado a la superficie del fondo marino a través de un pozo de producción.

En el proceso de depresurización los hidratos son expuestos a un ambiente de baja presión, donde ellos son inestables y se descomponen en metano y agua. La energía calórica para el proceso proviene del interior de la Tierra (flujo de calor geotérmico). El metano liberado puede ser entonces recuperado mediante tecnologías convencionales. El método de depresurización, como está concebido, involucra la perforación horizontal en la zona de gas libre, que subyace a la zona de hidratos. A medida que el gas libre es removido, los hidratos que cubren a la capa con gas libre se depresurizan, y se descomponen a su vez en metano y agua. Lo que se anticipa es que la producción continua del gas sustente esta disociación inducida por la caída de presión de la base de la zona de hidratos. Este método parece ser el más adecuado para los depósitos en donde haya gas repartido en forma extensa en una trampa debajo de la capa de hidratos.

En el proceso de inyección de inhibidores un inhibidor químico (por ejemplo metanol o glicol) es inyectado a la zona de hidratos de gas. Los inhibidores químicos desplazan el equilibrio de presión-temperatura de tal manera que los hidratos dejan de ser estables a las condiciones del yacimiento (presión y temperatura), y se disocian en la superficie de contacto.

Gasificación

El carbón mineral es uno de los combustibles más abundantes en el planeta, pero posee cantidades importantes de azufre y cenizas que dificultan su utilización. Por otra parte, muchos países en la actualidad impiden utilizar el combustóleo como combustible para tecnologías convencionales debido a los contenidos de azufre y de metales. Finalmente, en los nuevos esquemas de refinación del petróleo se prevé utilizar la coquización para aprovechar mejor el "fondo de barril".

El residuo producto de este proceso, conocido como coque de refinería, tiene un bajo valor comercial, un poder calorífico elevado y un alto contenido de azufre y metales. La gasificación ha sido desarrollada en las últimas dos décadas, en los países altamente industrializados, como una alternativa para la generación eficiente y limpia de electricidad a partir de combustibles sucios, así como para la obtención de ciertos combustibles en lugares donde no se tiene acceso al petróleo, pero sí al carbón.

La gasificación del carbón y de otros combustibles sólidos y líquidos ha sido desarrollada en los últimos dieciocho años como una alternativa ideal para la generación eficiente y limpia de electricidad en sistemas de cogeneración y para la

generación de gas de síntesis empleado en la elaboración de productos petroquímicos.

La gasificación consiste en una oxidación parcial de combustibles sólidos, líquidos o gaseosos para formar lo que se conoce como gas de síntesis. Éste contiene principalmente monóxido de carbono (entre 40 y 65%) e hidrógeno (entre 25 y 37%) y por sus características puede usarse como combustible o como materia prima en procesos petroquímicos.

La gran ventaja de la gasificación es que su versatilidad y flexibilidad se extienden a la producción de compuestos químicos y petroquímicos, y al uso de biomasa y de desechos industriales como combustible.

Como se mencionó anteriormente, la gasificación produce una mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono. Tales compuestos pueden ser reaccionados en presencia de un catalizador para la producción de metanol. Como es bien sabido, el metanol tiene varias aplicaciones industriales: puede emplearse como combustible o como materia prima para la elaboración de ácido acético, formaldehído y proteínas.

Alternativamente, el hidrógeno y el monóxido de carbono pueden utilizarse para producir gasolina mediante el proceso Fischer–Tropsch.

Capítulo 1: La cadena de valor del gas natural

1.1 Introducción

Una vez que se ha descubierto un yacimiento de gas natural, una compañía de producción se encargará de perforar, y de extraer el gas natural. Desde el subsuelo, el gas emerge a través de la cabeza del pozo. El término cabeza del pozo es usado para denominar al mecanismo que dirige y controla el flujo de gas proveniente del subsuelo hacia la superficie. Esta no es construida ni operada por el dueño de los derechos de la propiedad, sino por una tercera parte, como un operador de ductos o alguna compañía especializada en la operación de pozos de gas natural.

El dueño de los derechos de la propiedad tiene los derechos minerales de todo aquello por debajo de un área de tierra designada.

Generalmente, pueden existir varios dueños de derechos para una sección de terreno, por lo que se dan varios tipos de arreglos financieros, en donde se comparten las ganancias entre los dueños, los operadores y otros.

Cuando el gas sale de la cabeza del pozo, es conducido a través de una tubería de diámetro pequeño conocida como sistema de recolección. Cada vecindad de pozos esta conectada a un sistema de recolección. De allí, es enviado a una central donde el gas será procesado y medido con un instrumento de medición. El tratamiento que se le da al gas involucra el retiro de líquidos y contaminantes, de manera que el gas cumpla con las especificaciones de los gasoductos.

Esto es realizado generalmente por una parte distinta al operador del sistema de recolección, ya que existe un mercado activo para grandes volúmenes de ciertos productos que han sido retirados del gas, como butano y propano.

El instrumento medidor es de gran importancia en el contexto de este tema, ya que en este dispositivo es donde se transfiere el título a otra parte si el gas es revendido en ese punto.

Localizado en el extremo final del complejo de procesamiento, esta el punto de interconexión de ductos, que es el punto donde el gas es recibido por una tubería de diámetro mucho mayor, o gasoducto. Este es el punto de recibo, en el cual están enlazados varios sistemas de recolección.

Estos gasoductos pueden ser intraestatales o interestatales y generalmente se interconectan entre ellos. De hecho, la gran red de gasoductos de Norteamérica, se extiende desde México hasta Canadá, las cuatro esquinas de E. U., cubriendo una gran parte del territorio. Las transferencias de títulos de gas se dan en miles

de interconexiones en distintos tiempos, para distintas cantidades, cada una dirigida a un distinto destino potencial.

Esta línea principal, provee la transportación básica del gas natural de un lugar a otro. Típicamente conectan regiones de suministro con regiones de mercado, por lo que la dirección del flujo de gas natural en un gasoducto generalmente va de la fuente de suministro, al punto donde finalmente se quema. De cualquier forma, algunos de estos gasoductos tienen el objetivo de funcionar como puente para interconectar otros ductos y/o instalaciones de almacenamiento.

Desde el punto de vista operacional, los volúmenes de gas fluirán solo de un área de alta presión hacia un área de baja presión. En consecuencia, para poder mover el gas a través de estas instalaciones, se instalan centrales de compresión a lo largo del trayecto para presurizar el gas de tal forma que este pueda fluir hasta la siguiente central de compresión o una interconexión. Además, cada gasoducto tiene una capacidad máxima de gas que puede manejar en cierto momento, por lo que requiere que el volumen total recibido en todos los puntos de recepción, sea igual al volumen de gas total entregado en todas las interconexiones u otros puntos de entrega a lo largo del sistema.

Para ayudar a balancear las recepciones y entregas, se construyen instalaciones de almacenamiento en cualquier punto desde el sistema de recolección, a lo largo del gasoducto y hasta las áreas de mercado.

Estas instalaciones permiten al gasoducto o al que envía, inyectar o retirar volúmenes periódicamente para balancear cualquier discrepancia entre la entrega y la recepción. Estas instalaciones generalmente son administradas por la compañía que opera el gasoducto al que esta conectado, pero terceras personas también ofrecen servicios de almacenaje.

Las instalaciones de almacenaje se ubican bajo la tierra, algunas en domos de sal disueltos, o alguna cueva subterránea, de tal forma que puedan mantener las presiones correctas.

El usuario final, se sitúa al último (o en varios puntos a lo largo) del gasoducto. Es entonces en un quemador, por donde el flujo de gas se detiene y este es finalmente consumido.

Existen varios tipos de usuarios finales, algunos de estos están bajo regulaciones, dependiendo del tipo de negocios en que se encuentran; por ejemplo, las empresas de distribución local, proveen un sistema de distribución de gas para los consumidores en los pueblos y ciudades. Como la función de estas empresas es considerada un servicio público, están sujetas a una aprobación de sus tarifas y regulaciones correspondientes.

Otros usuarios finales, incluyen a los consumidores industriales, que utilizan el gas para generar calor y utilizarlo para dar energía a sus máquinas. También las plantas de cogeneración utilizan gas natural en un proceso de conversión de energía, donde el agua es calentada para producir vapor, que a su vez se convierte en energía eléctrica.

Los usuarios comerciales utilizan el gas en su negocio para obtener aire y agua caliente, y para hacer funcionar unidades de aire acondicionado. En este tipo de usuarios se encuentran las oficinas, escuelas, hoteles y restaurantes.

La industria de la generación de electricidad es el usuario final más grande, hablando en términos de volúmenes consumidos de gas natural. En este sector, grandes cantidades de gas son quemadas para generar energía eléctrica, que será vendida a todo comprador de electricidad, como consumidores residenciales, industriales y comerciales, pero como este es un servicio también, el precio cobrado está también regulado de alguna forma (el mercado de la electricidad está en proceso de desregulación, por lo que esto no será el caso por mucho tiempo). En consecuencia, los precios del gas natural pueden llegar a aumentar, al punto en el que ya no será económicamente viable generar electricidad con gas y el servicio buscará la generación de electricidad por medio de fuentes alternativas, como combustóleo o energía nuclear.

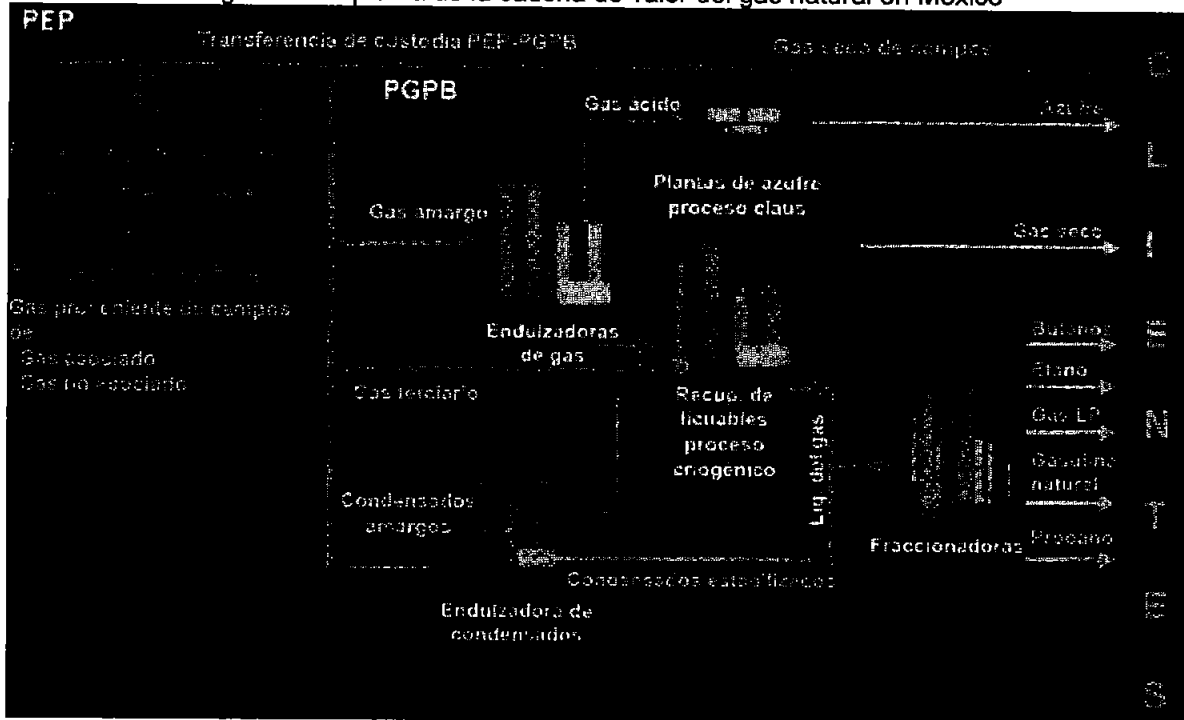
Las compañías de Marketing juegan un papel muy importante en las actividades del negocio a lo largo de los gasoductos. También conocidas como revendedores o terceras personas, son compañías que están en el negocio de capturar oportunidades que se presentan en todas las actividades relacionadas con el gas natural. Por ejemplo, algunas de estas compañías, proveen servicios, como agentes de un gran usuario final, procurándole seguridad en su suministro, o como agente de un productor, asegurando la venta de su gas. Otra oportunidad de negocio es realizar actividades administrativas para cualquiera de las dos partes.

Tal vez, la función más conocida de las compañías de Marketing, es su papel como comercializadoras. Las compañías comercializadoras son aquellas que están en el negocio de comprar y vender gas natural, para obtener una ganancia. Estas compañías no obtienen regalías o comisiones de nadie, sino que su ganancia (o su pérdida) proviene de la diferencia entre el precio de compra y el precio de venta.

Como resultado de la desregulación, cualquier compañía tiene la libertad de comprar y vender gas natural a cualquiera. Además, se pueden adquirir títulos de capacidad para casi cualquier gasoducto.

En México la cadena de valor del gas natural, se encuentra bajo la responsabilidad de Pemex, que a su vez, atiende de manera independiente a los sectores de la cadena mencionados anteriormente, que son la Exploración y Producción por parte de PEP (Pemex Exploración y Producción) y la Petroquímica por parte de PGPB (Pemex Gas y Petroquímica Básica).

Figura 2. Esquema de la cadena de valor del gas natural en México



Presentación del mercado de gas natural, Pemex Gas y Petroquímica Básica, 2000.

A su vez, la cadena de valor para el segmento de exploración y producción, se ilustra de la siguiente forma:

Figura 3. Esquema de la cadena de valor de una empresa de Exploración y Producción



	Incorporación de reservas	Exploración Primaria	Exploración Secundaria
Duración:	● 4-10 años	● 3-6 años	● 15 - 20 años
Horizonte acumulado:	● 4-10 años	● 7-16 años	● 22 - 36 años
Principales actividades:	<ul style="list-style-type: none"> ● Estudios sísmicos ● Perforación ● Perforación para delimitar yacimientos 	<ul style="list-style-type: none"> ● Perforación de desarrollo ● Construcción de infraestructura para el manejo y transporte 	<ul style="list-style-type: none"> ● Perforación de pozos intermedios e intervenciones a pozos ● Sistemas artificiales de producción y/o mantenimiento de presión para mejorar la recuperación
Resultados:	<ul style="list-style-type: none"> ● Incorporación de reservas 	<ul style="list-style-type: none"> ● Producción creciente de hidrocarburos 	<ul style="list-style-type: none"> ● Mantenimiento de la producción ● Incremento del factor de recuperación

Este esquema muestra en general, la cadena de valor para una empresa de exploración y producción, la cual comienza con la etapa exploratoria, que es la etapa en la cual se exigen las inversiones más fuertes o representativas, y en donde se plantea un alto riesgo de pérdidas económicas. En una segunda etapa se tiene la parte de desarrollo de campos, que es en la cual se hace un plan de la producción, y se realizan los acondicionamientos y construcción de instalaciones para el manejo de la producción, posteriormente, tendremos la etapa de explotación, en la cual se da la extracción formal de los hidrocarburos y finalmente el abandono de campos.

1.2 Costo de producción del gas natural

La producción de gas proviene de campos productores de gas asociado o de gas no asociado al aceite. En los campos de gas asociado, la producción es conjunta y los costos no son separables para el gas y el aceite. Para determinar el costo del gas una suposición común es que el costo del hidrocarburo es proporcional al poder calorífico.

El costo de extracción es un concepto análogo al costo efectivo y se integra del gasto corriente de operación, compras interorganismos, servicios corporativos, reserva laboral, gastos de administración y gasto de inversión no capitalizable relacionados directamente con los campos productores. El costo de producción calculado en PEP considera, además de los elementos del costo de extracción, la depreciación del activo fijo, la amortización de pozos, la reserva para la declinación de campos y los gastos de distribución y de transporte.

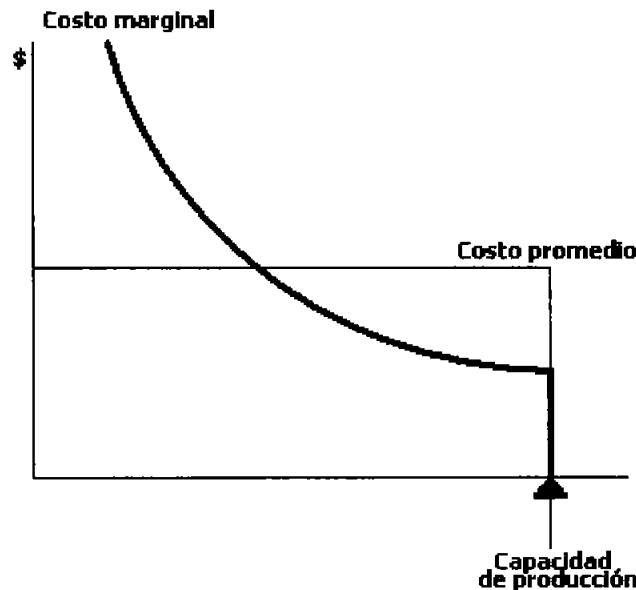
Conviene hacer algunas precisiones sobre la estructura de costos de PEP para la determinación del costo de producción y de extracción del gas:

- Dada la producción conjunta se supone que el costo es proporcional al poder calorífico de cada tipo de hidrocarburo. Por esto, en los diversos informes de PEP se reportan los costos en términos de volúmenes de petróleo crudo equivalente.
- La información disponible permite establecer costos por activo de producción; es decir, el promedio de un grupo de campos. Recientemente se inició el cálculo del costo de extracción por campo; sin embargo, no se cuenta con la base histórica suficiente.
- El costo por unidad se expresa en dólares con el fin de ubicar su relación con los precios internacionales.
- La alta participación de costos fijos respecto a las variables implica que el costo unitario sea sensible al volumen producido. Por ejemplo, el pago de la

nómina no responde a variaciones volumétricas. Esto supone que para cada campo en particular se presenten rendimientos crecientes a escala.

El costo marginal, se define de acuerdo a la siguiente gráfica:

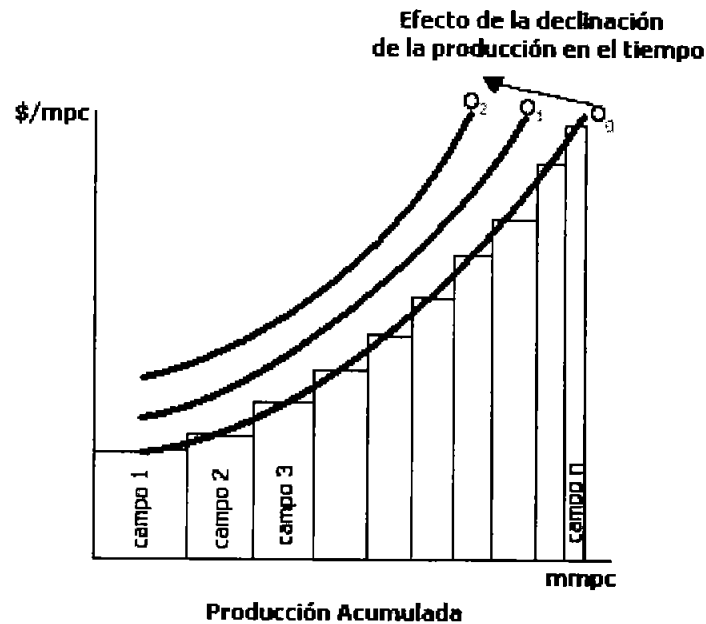
Figura 4. Curva de costos de un campo



Siendo así, el máximo costo que se puede observar, con respecto a la menor capacidad de producción posible; y queda entendido que al contar con una capacidad productiva muy baja, el costo será demasiado alto, y por esta razón se debe de establecer un costo marginal.

Debido a la existencia de los costos hundidos (que son los que permanecen inmutables sin importar el curso de acción elegido, y que resultan irrevocables, como la depreciación de un equipo), el costo marginal esperado para campos con reservas probadas, es menor al de campos con reservas por descubrir. Además, la evolución del costo de producción, dependerá del nivel de inversiones para el mantenimiento de la capacidad de producción, así como para su incremento. La curva de costo se desplazaría hacia arriba debido a la declinación natural de los campos, como se ve en la siguiente gráfica:

Figura 5. Curva de oferta de gas



Si el costo marginal esperado es menor al de los campos actuales, el incremento de la capacidad de producción podrá desplazar a los costos a la baja.

El costo marginal a largo plazo, representa el costo unitario de incorporar producción adicional en un horizonte de largo plazo, a la producción de los campos existentes, y nos permite elaborar la curva de oferta y observar el comportamiento de los costos a distintos niveles de producción.

La relación existente entre los costos de producción y el costo marginal de largo plazo, radica en que éste último es igual al costo de producción del horizonte considerado más el costo del capital, mientras se consideren inversiones, costos e ingresos incrementales.

$$C_m = C_p + CC_u$$

Donde C_m es el costo marginal de largo plazo dentro de un horizonte dado, C_p es el costo de producción promedio para el horizonte, y CC_u es el costo de capital por unidad producida en el mismo plazo, que se genera por el efecto del valor del dinero en el tiempo al descontar los flujos a la tasa "r".

Así que:

$$CC_u = C_m - C_p$$

Si consideramos que la tasa "r" es cero, $CC_u = 0$ y tendremos que $C_m = C_p$, debido a que se elimina el costo de capital del costo marginal a largo plazo.

La determinación del costo marginal a largo plazo, nos permite definir un techo límites para el promedio del costo de producci3n en el periodo establecido.

1.3 Comercio internacional

En asuntos comerciales a nivel internacional, las partes que acuerdan llevar a cabo la firma de un contrato, generalmente conocen muy poco de las distintas prácticas comerciales utilizadas en sus respectivos países, lo cual puede llevar a malentendidos, y otros problemas que causan pérdidas econ3micas.

La Cámara de Comercio Internacional, o CCI, public3 en 1936, una serie de reglas internacionales para la interpretaci3n de términos comerciales, o Incoterms.

Los Incoterms tienen el objetivo de establecer un conjunto de reglas internacionales para la interpretaci3n de los términos más utilizados en el comercio internacional.

Los Incoterms se agrupan en 4 categorías, como se muestra en la siguiente tabla:

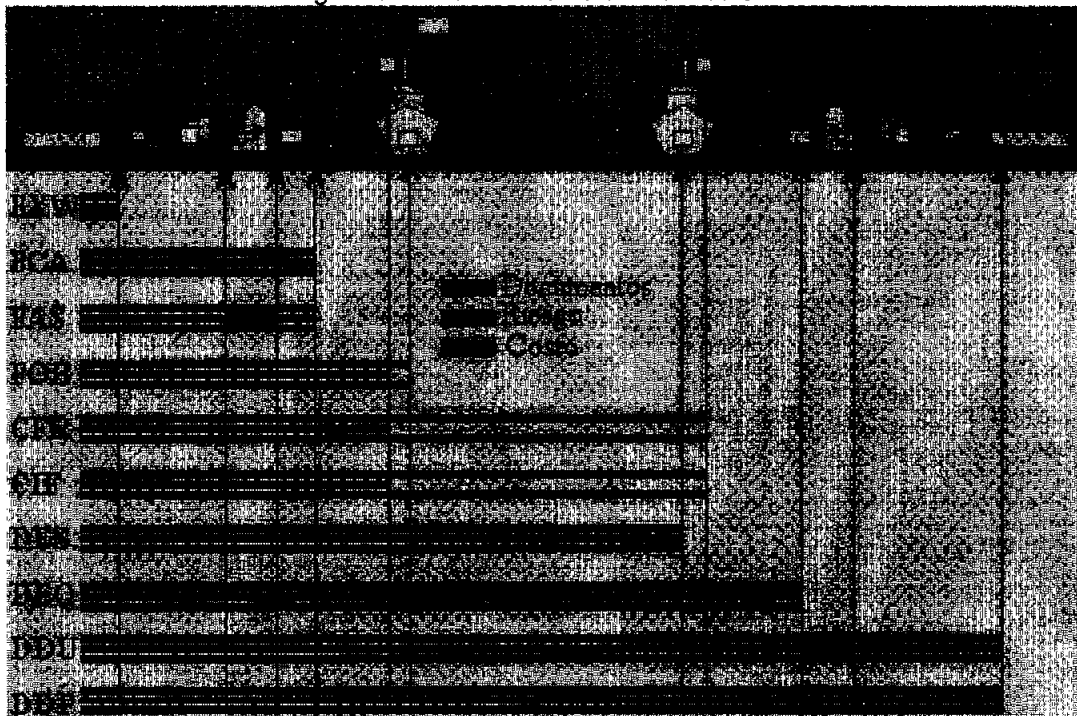
Tabla 3. Grupos de Incoterms

Grupo	Sigla	En inglés	En español
E	EXW	Ex work	En fábrica
F	FCA FAS FOB	Free Carrier At Free Alongside Ship Free On Board	Libre transportista Libre al costado del barco Libre a bordo
C	CFR CIF CPT CIP	Cost and Freight Cost Insurance and Freight Carriage Paid To Carriage and Insurance Paid To	Costo y flete Costo seguro y flete Porte pagado hasta Porte y seguro pagado hasta
D	DAF DES DEQ DDU DDP	Delivered At Frontier Delivered Ex Ship Delivered Ex Quay Delivered Duty Unpaid Delivered Duty Paid	Entregada en frontera Entregada sobre buque Entregada sobre muelle Entregada derechos no pagados Entregada derechos pagados

Claudio Maubert Viveros, Comercio Internacional, México, 1999.

De manera esquemática, los Incoterms trabajan de la siguiente manera:

Figura 6. Funcionamiento de los Incoterms



El más importante para explicar, de acuerdo al enfoque del presente trabajo, es el FOB, o Free On Board, que significa que el vendedor cumple con su obligación de entrega cuando la mercancía sobrepasa la borda del buque en el puerto de embarque convenido.

El vendedor está obligado a:

1. Suministrar la mercancía y la factura comercial (o su equivalente mensaje electrónico) y cualquier otra prueba de conformidad con el contrato de compra-venta.
2. Conseguir, por cuenta y riesgo propios, la licencia de exportación o cualquier otra autorización oficial, y llevar a cabo los trámites aduaneros necesarios para la exportación de las mercancías.
3. Entregar la mercancía a bordo del buque designado por el comprador, en el puerto de embarque fijado.
4. Soportar los riesgos de pérdida o daño de la mercancía hasta el momento en que sobrepase la borda del buque.
5. Pagar los gastos relativos a la mercancía hasta el momento en que sobrepase la borda del buque y pagar los gastos de las formalidades aduaneras necesarias para la exportación; así como los derechos, impuestos y otras cargas oficiales pagaderas a la exportación.
6. Avisar al comprador que la mercancía se entregó a bordo.

7. Prestar al comprador, a petición, riesgo y expensas de éste; la ayuda necesaria para conseguir el documento de transporte.
8. Sufragar los gastos de embalaje necesarios.
9. Sufragar los gastos de las operaciones de verificación, control de calidad, de medida, de peso o de recuento.

El comprador está obligado a:

1. Pagar el precio convenido en el contrato de compra-venta.
2. Conseguir, por cuenta y riesgo propios, la licencia de importación o cualquier otra autorización oficial, y de llevar a cabo los trámites aduaneros para la importación de la mercancía y, si fuera necesario, para su tránsito en otro país.
3. Contratar el transporte de la mercancía y pagar el flete.
4. Asumir los riesgos de pérdida o daño de la mercancía desde el momento en que sobrepase la borda del buque.
5. Avisar al vendedor el nombre del buque, lugar de carga y fecha de entrega requerida.
6. Pagar los derechos, impuestos y otras cargas oficiales, así como los costos, de llevar a cabo los trámites aduaneros exigidos en la importación de la mercancía.

Este Incoterm se aplica únicamente a transporte marítimo, que es el caso del movimiento de GNL de un país a otro a través del mar, así como el transporte de otros hidrocarburos líquidos.

El desplazamiento de las mercancías o productos a través del mar, se ha vuelto una práctica más segura y rápida en los últimos tiempos.

Este medio de transporte se caracteriza por tener una gran capacidad de carga, y ser muy adaptable para transportar una gran variedad de mercancías en cuanto a su tamaño y su valor.

El bajo costo, comparado con los otros medios de transporte (aéreo, autotransporte y ferrocarril), particularmente para grandes volúmenes y distancias largas, hace que este medio sea el más idóneo para transportar un alto porcentaje de los productos que se comercializan internacionalmente.

Este servicio se ofrece de dos maneras:

Servicios irregulares:

Son prestados por buques llamados Tramp, que no tienen un itinerario ni clientes fijos, ya que comercian en cualquier ruta mundial de tráfico buscando carga a granel, para transportar el buque completo.

Servicios regulares:

Estos servicios los prestan las líneas regulares de navegación y se caracterizan por operar con rutas e itinerarios fijos, lo cual significa que tienen establecidas sus fechas tanto de salida como de llegada, además aceptan cargas fraccionarias; es decir, aceptan pequeños embarques y pueden transportar tanto carga general como heterogénea o especial.

El conocimiento de embarque (Ocean bill of lading) es el documento probatorio de un contrato de transporte marítimo de mercancías, y puede desempeñar las siguientes funciones:

- Prueba de un contrato de transporte.
- Recibo de las mercancías.
- Título representativo de las mercancías.

Generalmente, el conocimiento de embarque contiene los siguientes datos:

- Nombre del embarcador.
- Nombre y dirección del consignatario.
- Puerto de carga y de descarga.
- Nombre y matrícula del barco.
- Cantidad, peso, medidas y marcas de la mercancía.
- Valor del flete y si éste ha sido pagado o será pagadero en el puerto de destino.
- Estado y condición aparente de la mercancía.
- Fecha de emisión.
- Mención de que la mercancía se encuentra a bordo del barco.
- Número de originales y copias que se emiten del documento.
- Descripción de las mercancías.

Otro documento de embarque, es el certificado de origen.

El certificado de origen es un documento que certifica el origen o procedencia de la mercancía y por lo general lo emite una dependencia gubernamental.

Este certificado de origen debe de contener lo siguiente:

- Fecha de emisión.
- Nombre y dirección del vendedor.
- Descripción de la mercancía.
- Marcas y números de la mercancía.
- Peso.
- Sello de la dependencia oficial y firma del funcionario responsable.

Capítulo 2: El mercado físico del gas natural

La industria del gas natural nunca se detiene, el gas natural fluye por el pozo, a través de ductos y es quemado en alguna parte a toda hora del día.

Por lo tanto y como es de esperarse, no existe un momento aburrido en el mercado del gas.

Las actividades son muy distintas, dependiendo del segmento de la industria que estemos estudiando, aunque es un hecho que cada función en el negocio depende estrechamente de las otras de manera que la industria funcione de la manera adecuada. Por ejemplo: sin los productores, no tendríamos gas natural; sin los ductos, no existiría ningún medio para trasladar al gas de un lugar a otro; y sin un usuario final, no habría necesidad de gas natural.

La industria del gas natural se encuentra compuesta por dos segmentos: el de exploración y producción y el de distribución y ventas.

2.1 Fundamentos de la oferta

El gas natural es un recurso del subsuelo. Como tal, debe de ser localizado, se debe de realizar la perforación de un pozo y debe de ser extraído, para su posterior uso, de manera similar al crudo. De hecho, el gas natural es encontrado la mayoría de las veces asociado al crudo en el yacimiento.

2.1.1 Regiones de oferta

En general, existe una gran abundancia de gas natural en Norte América. Las reservas más grandes de gas de E. U. se encuentran en el subsuelo de las costas de Texas y Louisiana en el Golfo de México. También existen grandes reservas en tierra, en el subsuelo de los estados mencionados anteriormente, además de Oklahoma, Nuevo México, Colorado, Wyoming, California, Pennsylvania y West Virginia.

Tal vez, las más grandes reservas en Norte América, se encuentran en la Provincia de Alberta, en Canadá.

En México, las mayores reservas de gas natural, se encuentran en la región norte, como gas no asociado principalmente, y en la región sur, como gas asociado. Como región productora, la región sur es la que aporta la mayor parte de la producción de gas natural en el país, con aproximadamente 1,600 millones de pies

cúbicos diarios y le sigue la región norte, con 1,347 millones de pies cúbicos diarios (ver figura 21).

2.1.2 Características de los pozos de gas natural

En términos de las características de producción, las reservas de gas natural, cuando son descubiertas, contienen grandes cantidades de gas natural y tienen tiempos de vida productiva variados, que dependen de la presión a la que se encuentra almacenado el gas. En otras palabras, una reserva pequeña que se encuentra a alta presión, producirá a un gasto más alto, vaciándose el yacimiento de forma más rápida, que en un yacimiento más grande, pero que se encuentra a una presión considerablemente inferior.

Realmente no existe una forma de bombear el gas natural hacia la superficie, este simplemente fluye de un área de alta presión (yacimiento) hacia un área de baja presión (sistema de recolección), hasta que ambas presiones se igualan. Sin embargo, la presión en el sistema de recolección puede ser mantenida al nivel más bajo posible, maximizando la cantidad de gas natural que puede ser producida del yacimiento.

2.1.3 Factores que afectan a la oferta

La oferta de gas natural es esencialmente dependiente de un solo factor, el precio. Entre más altos sean los precios del gas natural, más interesados estarán los productores en analizar más áreas de prospección, si los precios caen, los productores comenzarán a cerrar aquellos pozos de gas de los que se obtenga solo una ganancia marginal, de tal forma que solo permanecerán abiertos aquellos pozos en los que el costo de producción y mantenimiento no excedan las ganancias que se puedan obtener del gas. Además, el riesgo de pérdidas incrementa en relación al potencial de las ganancias, conforme se evalúan nuevos prospectos a perforar.

Otro factor que puede afectar la oferta de gas de forma temporalmente, es el clima, ya que debido a la vasta cantidad de producción de gas que proviene de campos costa afuera, en el Golfo de México, los huracanes representan una gran amenaza para la estabilidad de la oferta en esta región. Cuando un huracán amenaza el área del Golfo de México, los productores evacúan a todo el personal de la plataforma y suspenden la producción. Esta amenaza crea una escasez temporal, debido a que toma tiempo volver a arrancar la producción en las instalaciones.

En menor escala, las cabezas de los pozos, así como otras partes de las instalaciones superficiales de producción, se congelan, durante prolongados periodos de intenso frío en algunas partes de Canadá y E. U. Cuando esto ocurre, los pozos en estas áreas se vuelven completamente inoperantes, causando una

escasez temporal en el mercado. Conforme las temperaturas vuelven a la normalidad, la producción de estas áreas vuelve a estar disponible en el mercado. Estos factores influyen a lo que es un mercado dinámico e impredecible.

2.2 Fundamentos de la demanda

La demanda es la otra parte del mercado de gas natural, y esta es más dinámica de lo que la mayoría puede imaginar. El gas natural tiene más usos que solo para calentar o enfriar, o para las estufas de cocina. A pesar de que el uso principal del gas natural es como combustible que es quemado para generar calor, existen otros usos. Por ejemplo, algunos productores de crudo de California, utilizan en ocasiones gas natural, debido a su alta compresibilidad, para extraer más aceite de antiguos pozos depresionados; esto es conocido como recuperación mejorada, y se logra mediante la inyección de gas en el subsuelo, por debajo de donde se encuentran las reservas de aceite, para poder incrementar la presión en el yacimiento. De cualquier forma, la recuperación mejorada sólo representa una pequeña porción del total de la demanda.

2.2.1 Consumo del gas natural

El consumo de las compañías industriales representa la porción más grande de la demanda de gas natural para el caso de Estados Unidos, ya que éstas lo utilizan para dar energía a sus máquinas, como hornos o equipo pesado, para la manufactura de algún producto. El consumo residencial de gas natural también representa una gran porción del total de la demanda de gas natural. El uso de gas natural para su consumo residencial, es muy directo, en cuanto a que este es quemado para calentar el aire, para estufas, chimeneas y calentadores de agua. La generación de electricidad representa el tercer mercado más grande para el gas natural, ya que este se usa para encender y mover turbinas que están diseñadas para generar electricidad.

2.2.2 Factores que afectan la demanda

A diferencia del nivel de oferta, que fluctúa principalmente como resultado de cambios en los precios, el nivel de la demanda de gas natural aumenta y disminuye como resultado principalmente del clima, y el crecimiento económico general, así como en menor medida por la variación de los precios.

La razón por la cual depende la demanda de gas natural del clima, es porque en temporada de frío, la gente tiende a utilizarlo en mayores volúmenes en especial para calentar el aire, y si se utiliza electricidad para este propósito, es un hecho

que se incrementará la demanda de electricidad, y por tanto, la industria eléctrica necesitará más gas para poder cumplir con las necesidades de sus clientes. A su vez, en temporadas de calor, la demanda de gas natural se incrementará, debido a los usuarios que lo utilizan para unidades de aire acondicionado.

En cuanto al crecimiento económico, este está relacionado directamente al crecimiento o expansión de industria, lo cual implica mayores producciones, por lo cual requerirán mayores cantidades de gas natural para lograr este incremento en su producción.

2.2.3 Sensibilidad de la demanda a la variación de precios

La demanda de gas natural, en términos de consumo, es mucho menos sensible a la variación de precios que la oferta de gas natural. Esto es cierto, en tanto que los precios suban o bajen, pero en especial, cuando los precios bajan. Esto es, debido a la naturaleza de los usos del gas natural, ya que los consumidores no se verán apurados en comprar grandes volúmenes de gas cuando los precios caen.

En contraste, si los precios caen por debajo de cierto límite, es común ver a los productores cerrar varios cientos de pozos en cuestión de unas cuantas horas.

La distinción entre el efecto de la variación de los precios en el consumo, contra el mismo efecto pero en la demanda es muy importante. Por ejemplo, si los precios caen, aquellos que son capaces de consumir más gas natural, lo harán con seguridad, hasta el punto en que satisfagan sus necesidades. Una vez que esta necesidad haya sido satisfecha, parecerá que ya no hay demanda. De cualquier forma, como algunos usuarios finales tienen instalaciones de almacenamiento de gas para suavizar las alzas y bajas en sus perfiles de demanda, surgirá nueva demanda en el mercado, de aquellos que desean obtener ventaja de los precios bajos. Los compradores que se anticipan a grandes requerimientos en el futuro, almacenan oferta a bajo precio para cumplir sus necesidades a futuro. El caso contrario ocurre cuando los precios se disparan por cortos periodos de tiempo. Si los productores determinan que esta alza de precios es temporal, sacan más gas de sus instalaciones de almacenamiento (que había sido almacenado en un periodo de baja en el precio) y lo sacan al mercado como oferta.

2.3 Transporte

Como ha sido mencionado anteriormente, las actividades del negocio del gas natural son altamente dependientes unas de otras por varias razones (sin los productores no habría oferta, sin usuarios finales no habría demanda, y sin las redes de gasoductos, no habría forma de conectar a los productores con las distintas áreas de mercado). Este subtema trata de enfocarse en la actividad de

transporte de gas natural en el mercado, la importancia de los servicios que proveen las compañías de transporte y como se llevan a cabo estos servicios.

2.3.1 Nominaciones

La nominación (nomination) de un gasoducto es una notificación dada por una tercera persona (compañía que esta transportando por un gasoducto) al dueño del gasoducto, que esencialmente le pide que reconozca, mida e implemente físicamente una transacción de transporte para dicha compañía. En otras palabras, si un transportista planea transportar cierto volumen de gas de un punto A a un punto B, debe de notificar al gasoducto por medio de una nominación. Específicamente, una nominación debe de incluir los siguientes detalles para que el gasoducto pueda realizar el servicio requerido de una manera apropiada:

1. Número de contrato de transporte del transportista
2. Número de contrato de la parte que entrega el gas
3. Fecha de inicio
4. Fecha de término
5. Ubicación de la recepción del transportista
6. Cantidad recibida del transportista
7. Ubicación de la entrega
8. Volumen a entregar
9. Número de contrato de la parte que recibe el gas

El número de contrato de transporte del transportista designa la cuenta bajo la cual la actividad de transporte se realizará. Los transportistas en ocasiones, tendrán más de uno de estos contratos con un gasoducto, y cada uno corresponderá a un nivel de servicio en particular.

El número de contrato de la parte que entrega el gas, identifica la fuente del volumen de gas a transportar. Este puede ser otro transportista (transferencia de título), otro gasoducto, un sistema de recolección, una planta de procesamiento o una instalación de almacenamiento.

Las fechas de inicio y término notifican al gasoducto de la duración del servicio de transporte. La ubicación de la recepción del transportista designa el número de metro (en el cual se encuentra una interconexión con otro gasoducto, estación de compresión, etc.) donde el gasoducto recibirá el gas de la cuenta del transportista de la parte que entrega el gas.

La cantidad recibida del transportista, es la cantidad de gas que el transportista esta solicitando de su fuente de suministro cada día, durante la duración del servicio. Esta cantidad esta expresada en millones de Btu por día (MMBtu/d), y se asume que fluye a un gasto constante durante todo el día.

La ubicación de la entrega designa el número de metro donde el gasoducto entregará el gas.

El volumen a entregar, es la cantidad de gas que el transportista espera que el gasoducto entregue en el punto de entrega determinado. En la mayoría de los

casos, la cantidad entregada será menor que la recibida debido a que el gasoducto carga cierto volumen al transportista como forma de pago, para encender a las estaciones de compresión que funcionan con gas, a lo largo del gasoducto. Por ejemplo, si la cantidad recibida en el punto A es de 10,000 MMBtu/d, y el combustible requerido para transportar este volumen al punto B es el 5%, así que la cantidad a entregar será de 9,500 MMBtu/d. Los porcentajes de combustible varían dependiendo de la distancia entre los puntos de recepción y entrega.

El número de contrato de la parte que recibe el gas identifica el destino del gas. Este puede ser otro transportista (transferencia de título), otro gasoducto, un sistema de recolección, una planta de procesamiento o una instalación de almacenamiento.

Debido a que las transacciones de gas natural se llevan a cabo de acuerdo a una base diaria, los gasoductos de gas natural son monitoreados día a día de la misma forma. A pesar de que los gasoductos eligen diferentes horas, el tiempo en el que los operadores físicos de los pozos, sistemas de recolección y gasoductos miden los volúmenes que fluyen a través de sus respectivos sistemas, generalmente comienza a partir de las 7:00 a. m. y terminan a las 7:00 a. m. del día siguiente.

2.3.2 Confirmación, programación, asignación y balance

Confirmación. Una vez que el gasoducto ha recibido una nominación por parte de un transportista, el gasoducto realiza un procedimiento de confirmación. El gasoducto confirma la nominación del transportista, examinando y compaginando todos los detalles de la confirmación con los de la nominación, de la parte que entrega, y la parte que recibe. Esto significa, que para que sea confirmada la nominación del transportista, los datos de la parte que entrega deben de ser los mismos que los datos de recepción del transportista, y que los detalles de la parte que recibirá el gas, deberán de ser los mismos que los de entrega del transportista.

Por ejemplo, se supone que un transportista presenta la siguiente nominación a un gasoducto:

1. Número de contrato de transporte del transportista	1234
2. Número de contrato de la parte que entrega el gas	1111
3. Fecha de inicio	02/10/96
4. Fecha de término	02/15/96
5. Ubicación de la recepción del transportista	#A001
6. Cantidad recibida del transportista	10,000MMBtu/d
7. Ubicación de la entrega	#B002
8. Volumen a entregar	9,500 MMBtu/d
9. Número de contrato de la parte que recibe el gas	2222

La nominación de la parte que entrega el gas tendrá que ser igual en los detalles correspondientes. Esta nominación deberá de quedar de la siguiente manera:

1. Número de contrato de transporte del transportista	1111
2. Número de contrato de la parte que entrega el gas	N/A
3. Fecha de inicio	02/10/96
4. Fecha de término	N/A
5. Ubicación de la recepción del transportista	N/A
6. Cantidad recibida del transportista	N/A
7. Ubicación de la entrega	#A001
8. Volumen a entregar	10,000MMBtu/d
9. Número de contrato de la parte que recibe el gas	1234

Se ha puesto N/A a los detalles que no son relevantes para comparar con el transportista. Al dueño del gasoducto sólo le interesan los detalles correspondientes a los que están en la nominación del transportista. La fecha de inicio es la única fecha que le interesa al gasoducto, debido a que la nominación se confirmará día a día, hasta que la parte que entrega, la de por concluida, o que se ha llegado a la fecha de terminación de la nominación del transportista.

Como se puede ver, los detalles correspondientes del transportista coinciden con la parte que entrega el gas. De esta información, el gasoducto puede confirmar la mitad de la nominación (el transportista esta notificando correctamente 10,000 MMBtu/d del contrato número 1111 en el punto A001 "número de metro", comenzando en 02/10/96 y terminando el 02/15/96). Para confirmar la parte de la nominación de la entrega del transportista, la nominación recibida por el gasoducto por parte de la parte que recibe, debe de coincidir con los detalles correspondientes de la nominación del transportista.

Esta nominación se debería de ver así:

1. Número de contrato de transporte del transportista	2222
2. Número de contrato de la parte que entrega el gas	1234
3. Fecha de inicio	02/10/96
4. Fecha de término	N/A
5. Ubicación de la recepción del transportista	#B002
6. Cantidad recibida del transportista	9,500MMBtu/d
7. Ubicación de la entrega	N/A
8. Volumen a entregar	N/A
9. Número de contrato de la parte que recibe el gas	N/A

Como puede verse, los detalles correspondientes al transportista deben de coincidir con los de la parte que recibe (destino). A partir de esta información, el gasoducto puede confirmar la nominación.

Si cualquier información relevante por parte de la parte que entrega o que recibe del transportista no coincide con la información de la nominación del transportista,

la nominación no será confirmada. En tal caso, el gasoducto se pondrá en contacto con el transportista (o el transportista será notificado vía electrónica en caso de que el gasoducto utilice un sistema de nominación electrónica) y le pedirá que vuelva a registrar la nominación con la información correcta, o que contacte a la parte donde exista la discrepancia y le pida a dicha parte que vuelva a registrar la(s) nominaciones al gasoducto.

Programación. Cuando se ha emitido una confirmación para una nominación, el gasoducto programa el flujo del gas. Este es el proceso en donde el gasoducto notifica a su personal operativo que se espera recibir la cantidad de gas determinada en la nominación del transportista, fluyendo a través del medidor de recibo y de entrega determinado por el transportista en la fecha de inicio, y cada día después del inicio, hasta nuevo aviso. Es típico tener más gas fluyendo a través de los medidores que el que está determinado en la nominación del transportista, por lo que los operadores del gasoducto designarán la cantidad especificada en la nominación del transportista en un medidor especificado, como suministro de gas a la cuenta del transportista, una vez que el grupo de nominaciones lo ha programado. Después de que el recibo y la entrega del transportista han sido programados, la mayoría de los gasoductos proporcionará un reporte a todas las partes involucradas en la transacción, que dice que el proceso de programación ha sido completado satisfactoriamente. De cualquier forma, la transacción no ha concluido.

Asignación. La programación es lo que espera el gasoducto que suceda en su sistema. Debido a que el periodo de medición cubre un marco de tiempo de 24 horas, los operadores de los gasoductos no saben que cantidad de gas se ha recibido y entregado realmente hasta el día siguiente de que ha sido programado para fluir. Por esta razón, el gasoducto debe de asignar la cantidad de gas que en realidad ha fluido a través del medidor (o medidores) entre varios transportistas que tienen nominado gas en ese punto y por ese día. Las asignaciones se hacen generalmente primero garantizando los volúmenes completos de gas programados para ese día para los transportistas que tienen contratos de transporte fijos, y luego se prorratea el excedente entre los transportistas que utilizan contratos interrumpibles. Por ejemplo, supongamos que el volumen total de gas que fluyó a través de un medidor en cierto día fue de 90,000 MMBtu, pero el gasoducto tenía programado el flujo de 100,000 MMBtu. Si dos transportistas con contrato fijo han pedido 25,000 MMBtu cada uno, el gasoducto asignará esa cantidad a cada uno de estos transportistas. Los 40,000 MMBtu remanentes serán prorratados. El siguiente es un ejemplo de cómo el gasoducto asignará este volumen medido para ese día:

Transportista	Programado	Asignado
Transportista firme 1	25,000	25,000
Transportista firme 2	25,000	25,000
Transportista interrumpible 1	30,000	24,000 $(30,000/50,000*40,000)$
Transportista interrumpible 2	15,000	12,000 $(15,000/50,000*40,000)$
Transportista interrumpible 3	5,000	4,000 $(5,000/50,000*40,000)$
Total	100,000	90,000

La asignación se realiza en todos los medidores de un sistema de gasoductos. Por esto, los gasoductos están continuamente midiendo y contabilizando la cantidad de gas fluyendo, y comparando con la cantidad de gas programado. Esto es, que el gasoducto está constantemente balanceando los volúmenes programados contra los volúmenes asignados, siempre por un día completo de atraso.

Balance. Además del balanceo que se realiza entre los volúmenes programados y los recibidos, los gasoductos deben de balancear también los volúmenes recibidos programados y asignados en su sistema, contra los volúmenes de entrega programados y asignados hacia afuera de su sistema. Como resultado, la actividad de transporte de un transportista está sujeta a la integridad del sistema de operaciones del gasoducto, como también a la precisión de los sistemas de medición. Si un gasoducto ha programado recibir de un transportista un cierto volumen, y este entra al sistema del gasoducto con un volumen menor, el gasoducto limitará las entregas del transportista por ese mismo volumen.

La mayoría de los gasoductos permiten para un cierto día, una tolerancia de 3% en los volúmenes programados en caso de ocurrir un desbalance, si el gasoducto puede soportar físicamente el impacto, o si el transportista desea compensar gradualmente un desbalance, recibiendo o entregando mayores volúmenes por uno o varios días, hasta que el desbalance haya sido eliminado. Si los desbalances no han sido eliminados al final del mes, el gasoducto penalizará al transportista por el desbalance. Los transportistas son penalizados mediante lo que es conocido como el precio "cash out" o precio en efectivo, establecido por los gasoductos, este precio "cash out" es fijado generalmente por el volumen de gas del desbalance, a un precio de mercado. Este concepto de "cash out" representa un incentivo para que los transportistas conserven sus notas y realicen sus recibos y entregas en balance, o balanceadas.

2.3.3 Contratos de transporte

Existen dos tipos principales de contratos de transporte mediante los cuales los transportistas pueden disponer del servicio de transporte. Además de la variación en términos de la duración del servicio, los contratos de transporte pueden ser firmes o interrumpibles.

Un contrato firme es aquella forma de servicio que tiene prioridad sobre el interrumpible, y además, no puede ser interrumpido por el gasoducto bajo ninguna circunstancia, excepto por desastres naturales. Un servicio de transporte

interrumpible, por otro lado, tiene una menor prioridad en términos de confiabilidad, ya que puede ser interrumpido por el gasoducto cuando esta en uso, por los motivos que el operador del gasoducto considere que justifican la interrupción del servicio.

Cada gasoducto, en especial, cada segmento del gasoducto, es capaz de contener un volumen máximo de gas en cualquier momento. A esto se le conoce como capacidad máxima del gasoducto, o de los segmentos. La capacidad máxima de un segmento depende de diversos factores. El más importante es la presión a la que se encuentra dicho segmento, ya que cuando un segmento se encuentra a su máxima capacidad, esto implica que el gas se encuentra a la máxima presión permisible en dicho segmento. Alternativamente, si se tiene un excedente en la capacidad del segmento, sabemos que la presión de gas en el segmento es menor al límite permisible. Debido a que el gas natural fluye dentro de un sistema de gasoductos, de un área de alta presión hacia otra de menor presión, no es posible aumentar el volumen de gas que entra en el gasoducto cuando este está a su máxima capacidad, pero lo que sí se puede hacer es aumentar el gasto de la entrega de gas. De manera similar, un gasoducto que tiene un excedente en su capacidad, puede recibir un mayor volumen de gas, pero lo podrá entregar a un gasto normal, o menor al normal. Por tanto, si muchos transportistas están utilizando un segmento del gasoducto, y cada uno intenta recibir más gas del que entregan, la presión en dicho segmento aumentará, llevando a dicho segmento a su máxima capacidad. Además, la presión de un segmento puede aumentar si los volúmenes de entrega son menores que los de recibo. La presión en los segmentos de un gasoducto tiende a aumentar cuando la demanda baja (volúmenes de entrega menores que los de recibo), o cuando la demanda es muy alta (todos los transportistas utilizan la capacidad disponible). Cuando esto ocurre, el gasoducto es forzado a detener los volúmenes recibidos y entregados de un transportista con contrato interrumpible, hasta que la presión en el segmento determinado se normaliza.

La estructura de las tarifas para los contratos firmes e interrumpibles es muy similar en algunos aspectos, y difiere en otros. Bajo ambos contratos, los transportistas deben de pagar una tarifa conocida como "commodity rate" (esta tarifa es expresada generalmente en \$/MMBtu). Esta tarifa es flexible, ya que solo es cobrada cuando el gas es transportado, y puede variar dependiendo de la época del año y la distancia a la que el gas es transportado. Además, en ambos casos, los transportistas deben de pagar un cierto sobreprecio que varía de acuerdo al gasoducto en particular.

La diferencia entre los mecanismos tarifarios de estos contratos es el cargo por reservación. Este representa un cargo fijo que es calculado de acuerdo con la capacidad total adquirida, no importando si se tiene fluyendo o no gas bajo el contrato. Este cargo por reservación es lo que le da al contrato firme prioridad sobre el interrumpible, en caso de que se tengan que realizar cortes en el flujo de gas debido a restricciones del gasoducto, y pueden variar dependiendo de la distancia entre el punto de recibo y de entrega, época del año, y volumen de la capacidad adquirida, este cargo es conocido como "commodity charge". La capacidad por mayores distancias y mayores volúmenes tiene generalmente un costo menor por unidad que a distancias cortas y volúmenes pequeños. Por lo

tanto, en adición al commodity charge, sobrepuestos aplicables, y cargos en forma de combustible, el transportista firme paga un cargo por reservación que le garantiza un servicio de transporte confiable (excepto en el caso de un desastre natural). De cualquier forma, si la capacidad de transporte no está siendo utilizada por completo, el transportista firme sigue obligado a pagar el cargo por reservación, mientras que el transportista bajo contrato interrumpible puede elegir no utilizar el sistema y por lo tanto no incurre en ningún costo.

2.3.4 Tarifas de transporte

Como se explicó anteriormente, los "commodity charges" y los cargos por reservación impuestos por los gasoductos, varían dependiendo de la época del año, la distancia a la que el gas será transportado y del volumen de la capacidad contratada (esta última, sólo en caso de los contratos firmes). Entonces surge la siguiente pregunta: ¿cómo los gasoductos estructuran sus tarifas, de tal forma que no sólo cubran sus costos al prestar el servicio, sino que puedan obtener una ganancia razonable?

Antes que nada, los dueños del gasoducto están interesados en mantener a su sistema totalmente ocupado, de manera similar a la industria aeronáutica. El objetivo de una compañía de transporte de gas, es mantener al gasoducto tan lleno como sea posible, sin afectar o dañar la integridad del sistema. Desde una perspectiva de inversión, cuando un gasoducto se encuentra a su máxima capacidad, la compañía debería, como resultado, estar ganando tanto dinero como le es posible. Desde una perspectiva operacional, si la capacidad máxima del gasoducto no está siendo utilizada, resulta en menores presiones de operación para el gasoducto, por lo que al sistema no le será físicamente posible cumplir de manera adecuada con sus entregas obligadas.

De cualquier forma, se debe de considerar la flexibilidad operacional cuando se están diseñando las estructuras de sus tarifas. En otras palabras, un gasoducto no puede ofrecer solamente contratos firmes, porque si las presiones en el sistema no son mantenidas a un nivel adecuado, el gasoducto tendrá que interrumpir en algún momento uno de esos contratos, para poder balancear su sistema día a día. Por esta razón, una parte de la capacidad del gasoducto debe de ser vendida como interrumpible, de tal forma que el gasoducto pueda oscilar entre estos contratos y mantener su flexibilidad.

A pesar que no existe una fórmula precisa con la cual los gasoductos calculen que tanta capacidad debe de ser vendida como contratos firmes, y que tanta como interrumpibles, un gasoducto generalmente prefiere vender más del 50% de su capacidad máxima bajo contratos firmes a largo plazo (cinco años o más), y la capacidad remanente bajo contratos interrumpibles. Idealmente, el gasoducto puede cubrir sus gastos mediante estos contratos firmes a largo plazo, y sus ganancias provendrán de los contratos interrumpibles.

Una vez que se ha logrado vender la capacidad deseada en contratos firmes, el gasoducto se enfrenta a la tarea de llenar la capacidad remanente a través de contratos interrumpibles.

Debido a que no existe una obligación monetaria por parte de los transportistas que tienen contratos interrumpibles, estos prefieren firmar contratos interrumpibles con los gasoductos.

Para inducir a estos transportistas a utilizar sus contratos interrumpibles, los gasoductos les ofrecen descuentos en sus tarifas máximas publicadas, dependiendo el estado de la oferta y la demanda en su respectivo sistema.

Combinando una mezcla de contratos firmes, interrumpibles e incluso instalaciones de almacenamiento para propósitos operativos, los gasoductos pueden ofrecer distintos niveles de servicios de transporte, manteniendo la integridad de su sistema (flexibilidad y confiabilidad), y obtener una ganancia respetable.

2.4 Comercialización de la capacidad

Debido a las cambiantes dinámicas del mercado y por petición de los transportistas, en abril de 1992 se les autorizó permitir la cesión de capacidad entre sus transportistas bajo contrato firme. La cesión de capacidad se refiere únicamente a la capacidad contratada como fija, y representa una opción mediante la cual un transportista firme puede asignar su capacidad (fija) en un gasoducto, a un tercero que esta dispuesto a pagar por una parte o por todo el cargo por reservación así como otros cargos relacionados con la contratación del servicio firme que se han mencionado anteriormente. A pesar de que este tipo de tratos pueden ser negociados entre transportistas, el método preferido para la transferencia o cesión de capacidad es a través de un proceso de licitación a través del boletín electrónico del gasoducto.

En resumen, la red de gasoductos para el transporte de gas natural es la columna vertebral de la industria del gas natural. A través de distintos niveles de servicio, y flexibilidad al proveer este servicio, esta red de ductos enlaza de manera efectiva y económica a las áreas de mercado con las regiones de abasto, y por esta razón, sin los gasoductos, no existiría ningún mercado de gas natural.

2.5 Tipos de transacciones físicas

2.5.1 Contratos comerciales de gas natural

El gas natural es comprado y vendido bajo diferentes tipos de contratos, o arreglos. Cada contrato, hace referencia por lo menos, a las siguientes especificaciones estándar:

1. Comprador
2. Vendedor
3. Precio
4. Cantidad (expresado en volumen diario)
5. Ubicación de los puntos de recibo y entrega (puntos de transferencia de títulos)
6. Posesión (expresado en número de días comenzando en una fecha específica)
7. Términos y condiciones

La lista anterior se explica por sí misma, salvo en el caso de los términos y condiciones. Estos son los términos y condiciones especiales bajo los cuales la mayoría de los contratos especifican o describen detalles como fechas de pagos, especificaciones de calidad del producto y especificaciones relacionadas al rendimiento del producto, entre muchos otros.

Existen tres tipos de obligaciones en el cumplimiento de los contratos:

- Contratos Swing
- Contratos Baseload
- Contratos Firmes

2.5.2 Contratos Swing

Bajo un contrato interrumpible, el vendedor y el comprador acuerdan un precio específico y la cantidad de la transacción, pero se limita el término de la transacción a periodos tan cortos como un día, o tan largos como un mes, o los días restantes de un mes. Además, ambas partes acuerdan que ninguna de las dos esta obligada a entregar o recibir el volumen exacto acordado, esto es, que si el volumen acordado no es entregado por completo por el vendedor, o recibido por el comprador, ninguna de las dos partes es responsable financieramente de reponer la diferencia. Además, ambas partes acuerdan que al alcanzar el término del contrato, ninguna de las dos partes está obligada a renovar el acuerdo por el mismo precio, volumen o punto de entrega. Como resultado de la flexibilidad de las transacciones interrumpibles, a estas generalmente se les conoce como tratos

oscilantes (swing deals). Este tipo de contrato es usado generalmente en caso de que la oferta o la demanda sean muy variables.

2.5.3 Contratos Baseload

Este tipo de contratos son muy similares a los interrumpibles, ya que queda acordado que ninguna de las dos partes están obligadas a entregar o recibir el volumen exacto acordado. Pero en este caso, se acuerda bajo la base de hacer el mejor esfuerzo, un compromiso de hacer lo más posible por entregar y recibir los volúmenes acordados.

Por esta razón, debido a que no existe un concepto legal para hacer “el mejor esfuerzo”, las partes que firman el contrato quedan bajo una relación personal y profesional.

Además, ambas partes acuerdan continuar con el trato a pesar de cambios en el precio del gas, después de que la transacción se haya realizado, sin que exista alguna obligación legal. Al igual que los contratos interrumpibles, ninguna de las partes están obligadas a renovar el acuerdo después de que la fecha de este haya expirado.

2.5.4 Contratos Firmes

En contraste a los contratos anteriores, este tipo de contratos involucran recursos legales para el caso de que alguna de las partes falle en el cumplimiento del contrato. Este tipo de contratos recuerda a los primeros contratos celebrados en los primeros años del mercado de gas natural, conocidos como take-or-pay (tome o pague), en los cuales se le requería al comprador tomar el volumen total acordado, y pagar por esta cantidad, y en caso de que no reciba el volumen total acordado, de todas formas deberá de pagar por el volumen contratado.

2.6 Principales mercados físicos

Independientemente del uso de instrumentos de administración de riesgos, el gas natural puede ser intercambiado por medio de contratos para una entrega física. En este caso, existen ventas al contado (spot) o contratos a largo plazo.

Tradicionalmente, los contratos de gas natural se hacían a largo plazo entre las compañías de gas natural y los usuarios, con precios fijos. Presentaban un nivel de riesgo muy bajo tanto en lo que concierne la oferta como a nivel de precios, pero eran poco flexibles. La importancia de este tipo de contratos disminuyó notablemente con la liberalización de la industria, mientras que los mercados spot han acentuado su presencia. Estos últimos permiten una mayor flexibilidad en

materia de compensación de la oferta y de la demanda para una mejor adaptabilidad a las condiciones del mercado cambiantes. Los agentes del mercado pueden entonces hacerse con una cartera de contratos a corto o a más largo plazo. Sin embargo, hay que hacer notar que la mayor parte del comercio internacional todavía se lleva a cabo en el marco de contratos a largo plazo.

Los mercados al contado se crean generalmente en las zonas donde se concentran un gran número de compradores, vendedores y transportistas. Las interconexiones de gas están situadas cerca de las grandes regiones de consumo o de producción de gas natural. En consecuencia, los precios spot son fijados en distintos lugares. Las principales referencias en materia de precios al contado en América son:

- New York City Gate
- Henry Hub Louisiana
- Chicago City Gate
- So. Calif. Border
- AECO Hub (Canadá)

Capítulo 3: Panorama nacional e internacional del mercado del gas natural

3.1 Mercado mundial

Para poder determinar la posición que tiene el gas en la actualidad como energético, primero hay que analizar el comportamiento de los distintos energéticos a nivel mundial,

Para esto, se presenta la tabla siguiente:

Tabla 4. Consumo mundial de energía primaria por tipo de fuente, 1993-2003
(millones de toneladas de petróleo crudo equivalente)

Año	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Total mundial	8,206	8,300	8,534	8,780	8,864	8,853	8,868	9,059	9,156	9,465	9,741
Petróleo	3,139	3,199	3,246	3,323	3,398	3,417	3,485	3,526	3,538	3,563	3,637
Carbón	2,168	2,182	2,255	2,302	2,315	2,233	2,103	2,141	2,211	2,412	2,578
Gas natural	1,869	1,876	1,937	2,033	2,024	2,059	2,106	2,194	2,217	2,286	2,332
Nucleoenergía	495	504	526	545	541	551	571	585	601	611	599
Hidroenergía	535	540	569	578	586	594	603	614	589	593	595

Prospectiva del mercado de gas natural. Secretaría de Energía, México, 2004.

Se puede ver que el crecimiento en el uso del gas como energético, experimentó un gran cambio entre el año 1993 y 2003, lo cual implica una gran inversión a nivel mundial en maquinaria y equipos funcionando a gas natural.

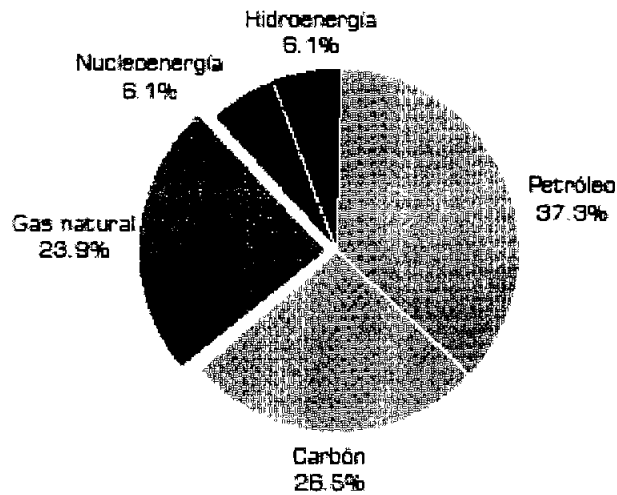
El gas natural va cobrando cada vez más importancia como energético, de allí el aumento en la demanda que se ha experimentado en los últimos años, como veremos más adelante.

El consumo de gas natural puede representar parcialmente el grado de desarrollo de un país, debido a que en los últimos años, se han desarrollado nuevas tecnologías para la aplicación del gas natural, en especial, como un combustible más limpio, en términos de las emisiones contaminantes que este produce al ser quemado.

Debido a lo anterior, el aumento de consumo de gas natural, se debe al crecimiento económico mundial, así como al grado de industrialización mundial.

La información de la tabla 4 se muestra en la siguiente gráfica:

Figura 7. Consumo mundial de energía primaria por tipo de fuente, 2004
(participación %)

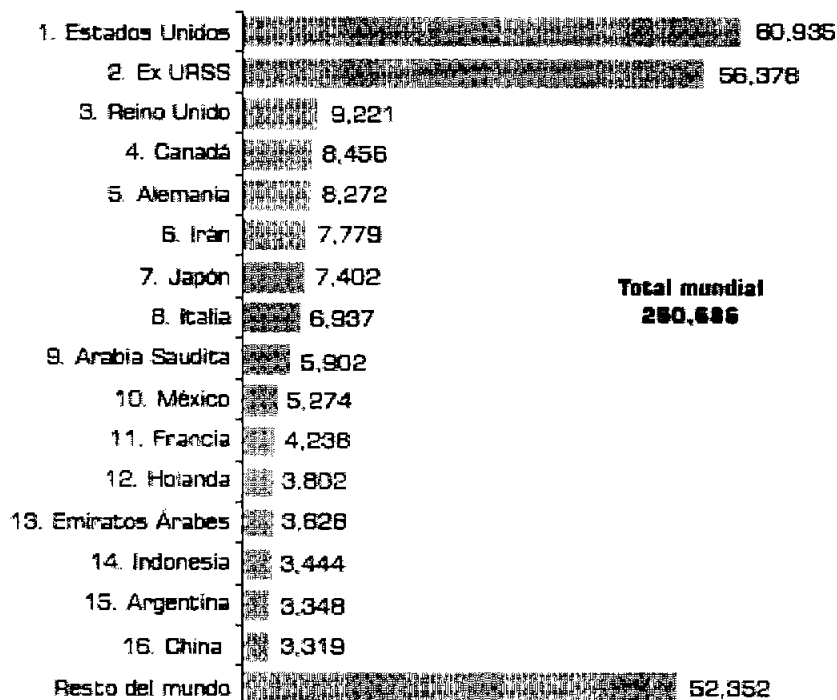


Prospectiva del mercado de gas natural, Secretaría de Energía, México, 2004.

Claro está, que al analizar el consumo de gas natural por país, veremos que depende del grado de industrialización del país, del crecimiento económico, de la población del país, y de la cantidad de reservas de gas natural.

Esto queda confirmado de acuerdo a lo siguiente:

Figura 8. Consumo mundial de gas natural seco, 2004
(millones de pies cúbicos diarios)

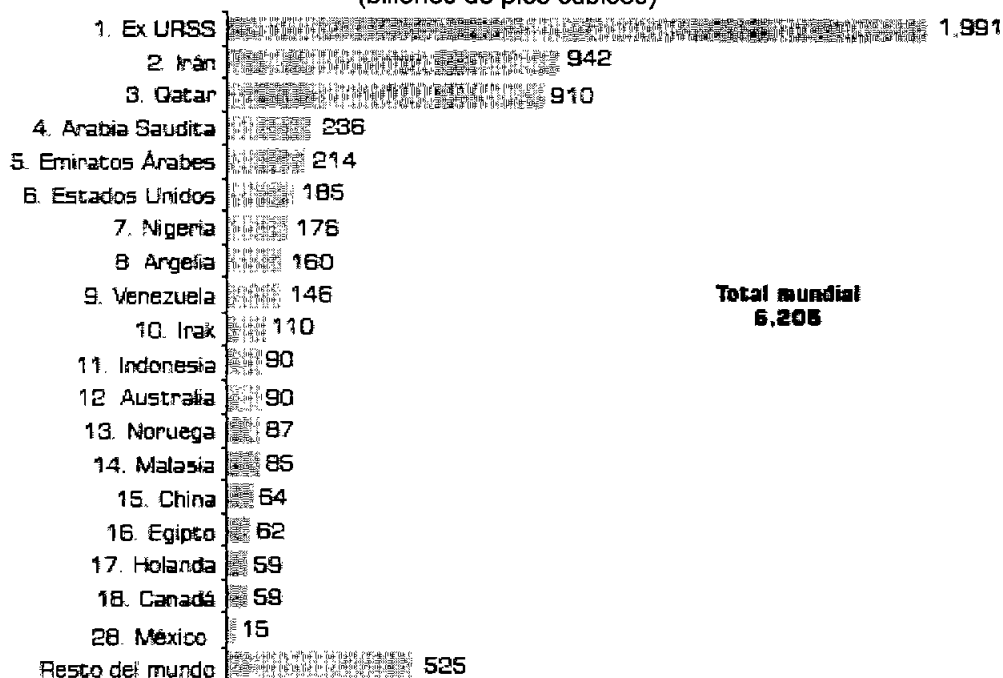


Prospectiva del mercado de gas natural, Secretaría de Energía, México, 2004.

Si analizamos la figura 8, que expresa el consumo de gas por país, podemos ver que México ocupa el lugar número 10, por encima de países como Francia, Holanda y China, lo cual indica de manera implícita, un grado de desarrollo económico importante en nuestro país.

Es interesante observar el alto consumo de países como Irán y Arabia Saudita, quienes aprovechan su posición como grandes productores de gas natural y como poseedores de grandes reservas de gas natural figura 9, para utilizar el gas como una de sus fuentes primarias de energéticos .

Figura 9. Reservas probadas mundiales de gas natural seco, 2003
(billones de pies cúbicos)



Prospectiva del mercado de gas natural, Secretaría de Energía, México, 2004.

De la figura 9, vemos que el país con las mayores reservas de gas natural es Rusia, teniendo el 32% aproximadamente de las reservas probadas mundiales.

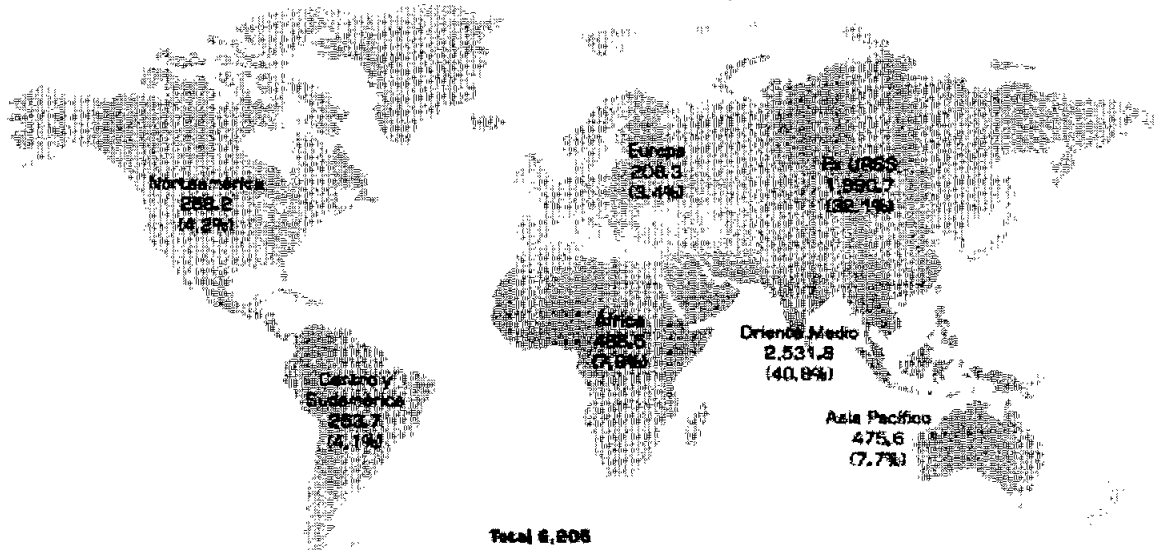
Estados Unidos, a su vez, sólo posee el 2.98% del total mundial, lo cual representa un gran diferencial con respecto a su consumo de gas natural, el cual comprende el 24% del consumo mundial total.

De esto, se entiende la importancia para Estados Unidos, de las importaciones que haga, debido a que sus reservas son muy pequeñas en comparación con su consumo de gas natural.

Para poder corroborar estos datos, y entender la posición de este país dentro del mercado mundial, se analizará su capacidad productiva más adelante (figura 11).

México sólo posee el 0.24% de las reservas probadas mundiales de gas natural seco.

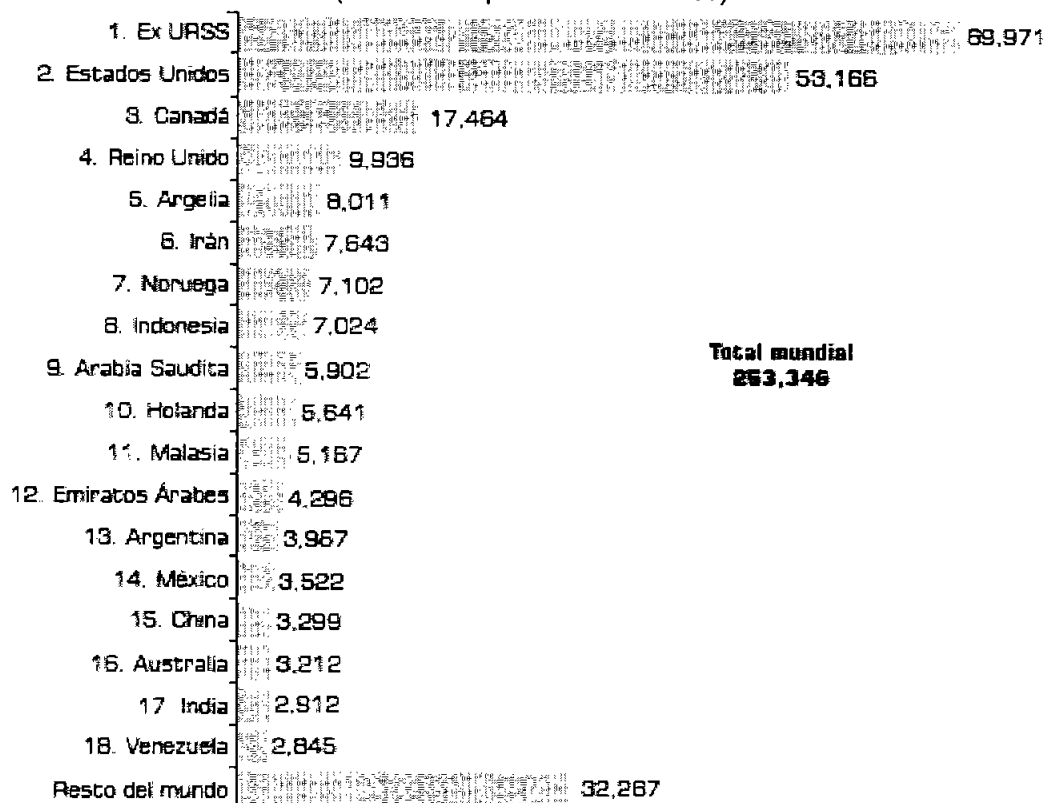
Figura 10. Distribución regional de las reservas probadas de gas seco, 2003
(billones de pies cúbicos)



BP Statistical Review of World Energy, 2004.

En la figura 10, se puede observar claramente que las mayores reservas de gas natural se encuentran concentradas en Rusia y el Medio Oriente (73%), lo cual les brinda un posicionamiento estratégico dentro del mercado mundial de gas natural.

Figura 11. Producción mundial de gas natural seco, 2003
(millones de pies cúbicos diarios)



Prospectiva del mercado de gas natural. Secretaría de Energía, México, 2004.

Observando la figura 11, vemos que de los países con las mayores reservas de gas seco en el mundo, solo aparece Rusia, lo cual indica que en realidad, sólo Rusia está produciendo sus reservas, y que los otros países (con reservas abundantes) aún no han invertido y comenzado a producir sus reservas.

A pesar de no tener reservas tan abundantes como Rusia, Estados Unidos es el segundo productor de gas natural en el mundo, y México ocupa el lugar 14, así que ambos países están produciendo gas en volúmenes muy altos, para compensar la alta demanda en sus mercados internos, conociendo que sus reservas son muy limitadas, por lo que en un futuro, los mercados internos de ambos países dependerán a una gran escala, de los mercados internacionales de gas natural, en especial de el mercado de medio oriente.

Por esto, Medio Oriente se verá muy pronto en la necesidad de comenzar a explotar en mayores volúmenes sus reservas de gas natural.

Figura 12. Mercado mundial de gas seco por región, 2001-2015
(miles de millones de pies cúbicos diarios)

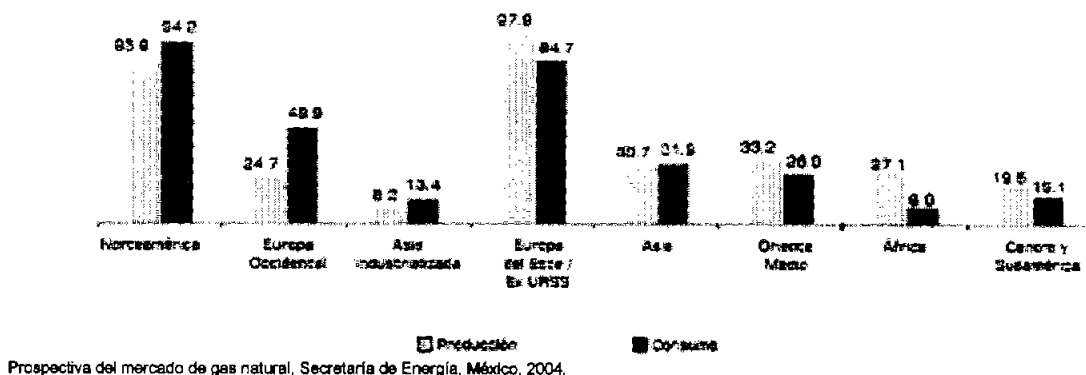
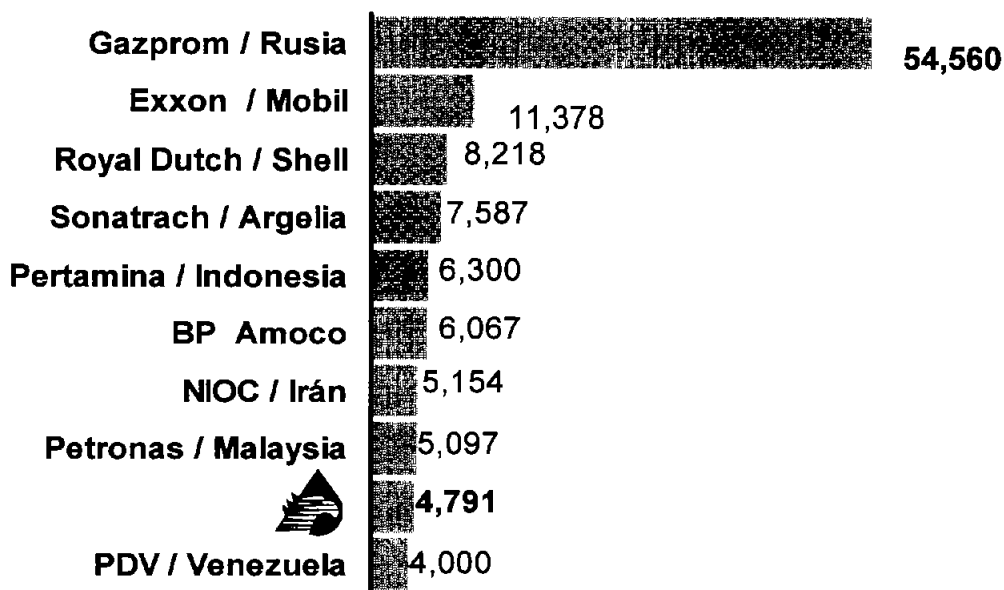


Figura 13. Producción de gas natural por compañía, 2003
(millones de pies cúbicos diarios)



Como empresa productora de gas natural, Petróleos Mexicanos se encuentra situada en la posición 9, con aproximadamente 4,800 millones de pies cúbicos diarios.

El mayor productor de gas natural en el mundo es la compañía Gazprom de Rusia, que esta produciendo alrededor de 55,000 millones de pies cúbicos diarios (mediados del 2003).

Comparado esto con el consumo interno de Rusia, que es de 56,000 millones de pies cúbicos (2004), podemos ver que Rusia únicamente esta produciendo gas para su mercado interno, y de acuerdo a la tabla de importaciones exportaciones mundiales (tabla 5) Rusia no figura ni como exportador ni como importador de gas natural (licuado).

Tabla 5. Exportaciones de GNL 1995-2003
(millones de pies cúbicos diarios)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Total	8,949.6	9,880.4	10,768.6	10,933.0	12,016.7	13,215.0	13,830.8	14,511.9	16,335.7
1. Indonesia	3,206.0	3,463.9	3,454.1	3,492.8	3,755.0	3,444.6	3,076.7	3,321.5	3,450.2
2. Argelia	1,772.5	1,891.2	2,351.1	2,409.1	2,492.3	2,539.6	2,471.1	2,600.7	2,709.1
3. Malasia	1,249.5	1,707.8	1,944.7	1,877.0	1,988.3	2,029.1	2,023.1	1,985.4	2,263.0
4. Qatar			280.6	464.4	786.6	1,354.7	1,600.3	1,798.6	1,856.7
5. Trinidad y Tobago					198.3	338.7	353.1	514.7	1,152.3
6. Nigeria					71.6	541.3	757.6	758.5	1,140.7
7. Australia	949.2	974.5	948.2	957.8	974.3	975.5	986.9	970.4	1,017.8
8. Brunei	813.6	839.4	793.4	783.7	813.7	848.1	870.8	884.3	935.6
9. Omán						238.3	718.9	770.2	891.1
10. EAU	658.6	714.0	725.6	686.9	684.0	668.7	685.0	662.8	687.9
11. Estados Unidos	155.0	173.7	164.5	174.2	159.6	159.2	173.2	164.5	158.7
12. Libia	145.3	115.8	106.4	87.1	92.9	77.2	74.5	61.0	72.6
13. Taiwán							39.7		
14. Japón								14.5	
15. Corea del Sur								4.8	

BP Statistical Review of World Energy, 2004.

Es interesante observar que los principales exportadores de gas natural en el mundo, no son países industrializados. Esto ocurre debido a que los países industrializados, en caso de tener importantes reservas de gas, utilizarán en gran medida sus reservas para uso propio, y su excedente de producción será para exportar, e incluso en ocasiones, para almacenar en reservas estratégicas.

Debido a que los países en vías de desarrollo aun no cuentan con una infraestructura industrial que requiera grandes volúmenes de gas natural, estos asignarán la mayor parte de su producción para la exportación.

Tabla 6. Importaciones de GNL 1995-2003
(millones de pies cúbicos diarios)

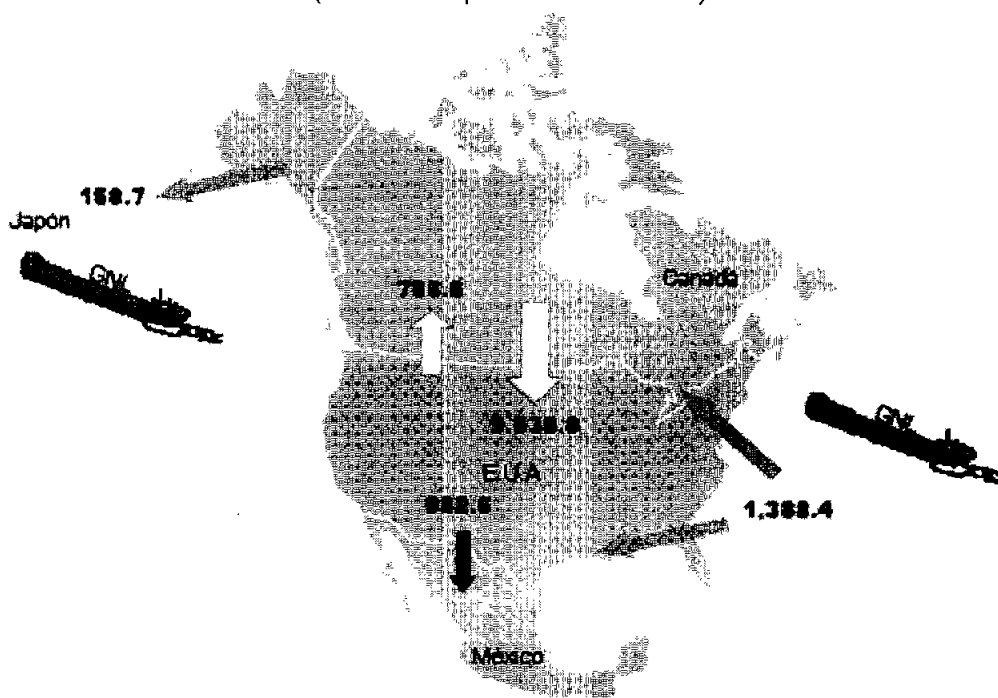
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Total	8,949.6	9,880.4	10,768.6	10,933.0	12,016.7	13,215.0	13,830.8	14,511.9	16,335.7
1. Japón	5,602.0	6,155.9	6,221.2	6,395.3	6,703.0	6,991.5	7,166.5	7,037.8	7,717.9
2. Corea del Sur	909.5	1,254.3	1,519.0	1,383.6	1,695.1	1,898.9	2,112.1	2,327.9	2,537.8
3. España	686.9	665.8	648.2	570.8	692.7	817.3	952.0	1,186.2	1,455.2
4. Estados Unidos	58.1	115.8	193.5	222.5	442.2	602.1	637.6	627.0	1,388.4
5. Francia	812.7	752.6	890.1	948.2	992.7	1,083.6	1,011.1	1,116.5	954.9
6. Taiwán	338.6	328.1	396.7	454.7	517.6	569.3	609.5	677.3	723.7
7. Italia	9.7		183.8	193.5	274.8	461.2	508.0	551.5	534.1
8. Turquía	135.5	221.9	280.6	348.3	307.7	357.0	467.3	517.6	482.8
9. Bélgica	396.7	386.0	435.4	416.0	390.9	405.3	232.2	319.3	304.8
10. Portugal							25.2	41.6	82.2
11. Puerto Rico							61.0	61.0	71.6
12. Grecia						28.9	48.4	48.4	53.2
13. Rep. Dominicana									29.0

BP Statistical Review of World Energy, 2004.

México no aparece en la tabla 6, debido a que las importaciones de gas natural, provienen en forma gaseosa a través del sistema de interconexiones en el norte del país, pero es importante mencionar, que de acuerdo al crecimiento de la demanda de gas natural en nuestro país, existen diversos proyectos para terminales marítimas de recepción de GNL en varios puntos en nuestro país (figura 19).

Japón, España y Francia, aparecen en la tabla 6, debido a que importan grandes volúmenes de gas natural, porque cuentan con un alto grado de industrialización, y a su vez, no cuentan con grandes reservas de gas natural.

Figura 14. Comercio exterior de gas natural en Norteamérica, 2003
(millones de pies cúbicos diarios)



BP Statistical Review of World, 2004

Es notable de acuerdo a la figura 14, la importante relación comercial en cuanto a gas natural, que existe entre nuestro país y Estados Unidos, donde podemos ver que nuestras importaciones ascienden a más de 1,000 millones de pies cúbicos diarios, y exportamos cantidades de aproximadamente 4 millones de pies cúbicos diarios, como parte de un balance de logística entre México y E. U.

Tabla 7. Demanda mundial del gas natural seco por región, 1990-2015

País	1990	2000	2001	2010	2015
Total mundial	201.1	243.0	247.4	287.9	323.6
Industrializados	96.4	127.1	124.9	144.1	157.3
Norteamérica	61.6	77.0	73.7	87.1	94.2
Europa Occidental	27.7	40.0	40.5	44.9	49.9
Asia Industrializada	7.1	10.4	10.7	12.1	13.4
Europa del Este/Ex URSS	77.0	63.0	64.4	74.8	84.7
Países en desarrollo	27.7	52.9	58.1	69.0	81.6
Asia	8.2	18.1	20.5	26.0	31.8
Oriente Medio	10.1	00.0	21.6	23.3	26.0
África	3.8	5.5	6.3	7.4	9.0
Centro y Sudamérica	5.5	9.0	9.6	12.3	15.1

International Energy Outlook 2004, EIA/DOE.

En la tabla 8, podemos ver el comportamiento de los precios del gas natural en diferentes mercados en el mundo, así como en el caso doméstico e industrial en México.

Tabla 8. Comportamiento histórico de los precios del gas natural
(dólares por millón de Btu)

	México			Estados Unidos					Canadá	
	Doméstico	Industrial	Cd. Pemex	Tetco-PG&E	Houston S. C.	Henry Hub	South California	Texas Coast	AECO Hub	Kingsgate
Ene-02	6.44	3.03	2.03	2.41	2.61	2.25	2.16	2.14	1.96	2.02
Feb-02	6.02	2.38	1.47	1.85	2.00	2.30	2.23	2.20	2.03	2.06
Mar-02	6.35	2.75	1.80	2.18	2.40	3.02	2.99	2.88	2.79	2.91
Abr-02	7.28	3.88	2.80	3.18	3.41	3.42	3.20	3.29	2.94	2.96
May-02	7.01	3.74	2.75	3.13	3.36	3.49	3.05	3.36	2.77	2.76
Jun-02	6.87	3.75	2.74	3.12	3.37	3.22	3.10	3.17	2.29	1.57
Jul-02	6.96	3.76	2.67	3.05	3.30	2.98	2.99	2.89	1.39	1.51
Ago-02	6.63	3.74	2.38	2.76	2.97	3.08	2.81	2.96	2.02	2.14
Sep-02	6.86	3.79	2.71	3.09	3.31	3.54	3.27	3.39	2.80	2.84
Oct-02	7.54	4.44	3.19	3.57	3.64	4.13	3.75	3.94	3.51	3.53
Nov-02	8.03	4.87	3.58	4.01	4.08	4.04	3.85	3.82	3.51	3.58
Dic-02	7.77	4.94	3.58	4.01	4.05	4.75	4.43	4.44	4.01	4.14
Ene-03	8.29	5.40	4.21	4.64	4.76	5.42	4.76	5.17	4.62	4.65
Feb-03	8.97	6.39	5.01	5.44	5.44	7.70	6.23	7.54	6.07	5.99
Mar-03	12.44	10.29	8.28	8.71	8.79	5.92	5.83	5.67	5.80	5.56
Abr-03	9.16	5.93	4.39	4.82	4.93	5.25	4.94	4.99	4.70	4.61
May-03	9.40	6.05	4.50	4.86	4.99	5.80	5.38	5.59	5.07	4.91
Jun-03	9.82	6.70	5.30	5.73	5.87	5.81	5.38	5.56	5.08	4.90
Jul-03	9.32	6.18	4.66	5.09	5.36	5.02	4.93	4.84	4.30	4.36
Ago-03	8.51	5.30	4.03	4.51	4.66	4.97	4.88	4.82	4.42	4.52
Sep-03	9.25	5.69	4.32	4.75	4.82	4.61	4.52	4.43	4.21	4.26
Oct-03	8.70	5.10	3.82	4.25	4.26	4.62	4.51	4.46	4.24	4.16
Nov-03	8.69	5.29	3.86	4.29	4.29	4.46	4.40	4.30	4.10	4.21
Dic-03	8.93	5.61	4.18	4.61	4.69	6.12	5.58	5.80	5.06	5.23
Ene-04	10.43	6.30	5.37	5.80	5.71	6.13	5.66	5.69	5.45	5.47
Feb-04	9.67	5.54	4.85	5.28	5.33	5.34	4.98	5.04	4.67	4.74
Mar-04	9.24	5.11	4.37	4.80	4.88	5.38	4.99	5.17	4.73	4.72
Abr-04	9.46	5.31	4.68	5.11	5.29	5.70	5.41	5.52	5.00	5.03
May-04			5.31	5.74	5.80	6.33	5.95	6.15	5.43	5.47
Jun-04			6.05	6.48	6.56	6.26	5.78	6.05	5.26	5.28
Jul-04			5.48	5.91	6.00	5.97	5.62	5.74	5.16	5.17
Ago-04			5.38	5.81	5.94					
Sep-04			4.37	4.80	5.10					
Oct-04			5.05	5.48	5.11					

Figura 15. Comportamiento histórico del precio del gas natural en distintos mercados, 2002-2004 (dólares por millón de Btu)

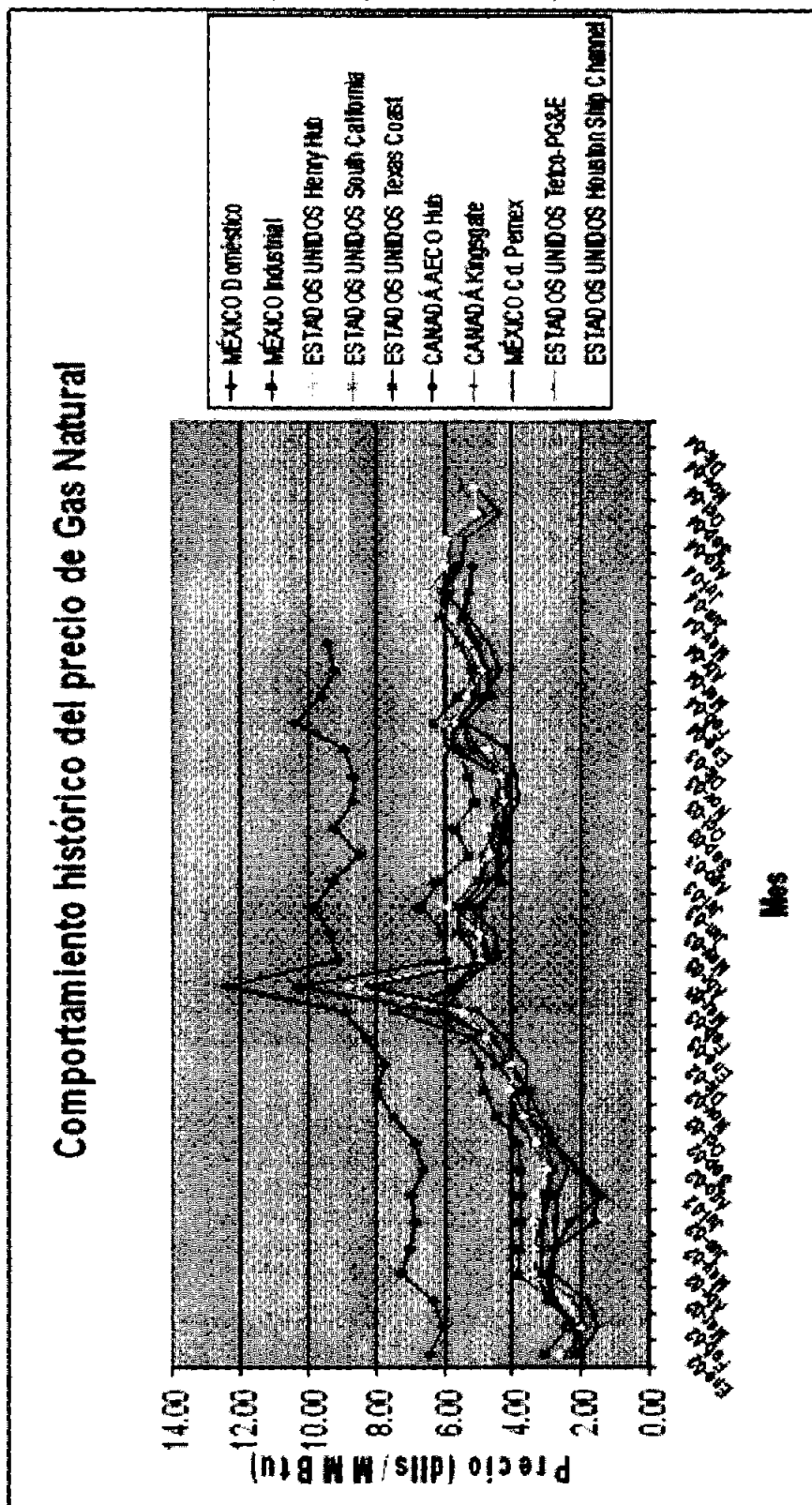
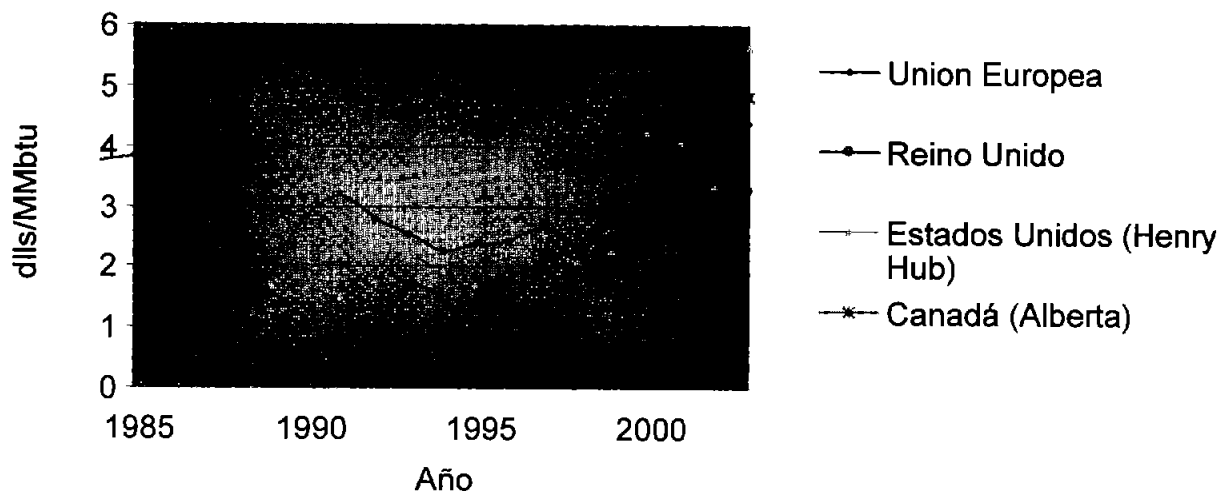


Figura 16. Comportamiento histórico del precio del gas natural en distintos mercados, 1985-2003 (dólares por millón de Btu)



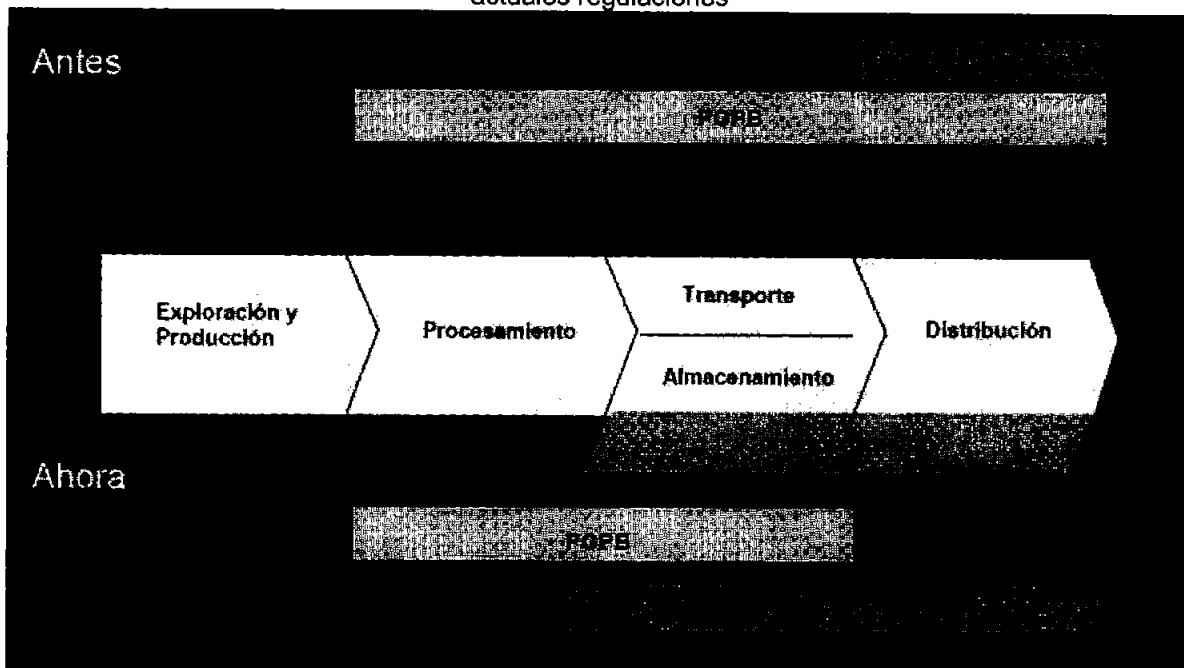
3.2 Mercado mexicano

El mercado Mexicano de Gas natural, esquematizado en la figura 16, tiene un comportamiento muy especial, a comparación de otros países.

Primero, sólo existe un productor de Gas Natural, segundo, solo existe un procesador de ese gas natural, y hace algunos años, sólo había una empresa encargada del transporte y almacenamiento de este producto.

En fechas mas recientes, y después de una serie de cambios en este esquema planteados por la Comisión Reguladora de Energía, el segmento completo de comercialización y ventas, se ha abierto a la inversión privada, permitiendo que se de un cierto grado de competencia dentro de este segmento de la industria del gas natural.

Figura 17. Cambio en el comportamiento del mercado antes y después de la aplicación de las actuales regulaciones



Presentación sobre el mercado de gas natural, Pemex Gas y Petroquímica Básica, 2000.

3.2.1 Tipos de servicio de transporte

El principal transportista de gas natural en México, es Pemex Gas y Petroquímica Básica, y esta plantea los siguientes tipos de contrato disponibles para la adquisición del servicio de transporte de gas natural:

Servicio Firme

- Hay seguridad en la capacidad de transporte
- Cargo por reservación
- Cargo por uso (gas transportado)
- El transportista determina la capacidad disponible

Servicio Interrumpible

- Interrupción previa notificación (por parte del usuario o del transportista)
- No hay obligación del transportista a prestar el servicio
- Cargo por uso, gas transportado (diferente al cargo por uso del servicio en firme)
- Se utiliza la capacidad sobrante

Para el caso de transporte en Servicio Firme, este plantea los siguientes cargos extras:

- Cargo por reservación: costo fijo mensual que depende de la cantidad reservada multiplicada por la tarifa de reservación. Se reserva capacidad por trayecto para asegurar el transporte en firme.
- Cargo por uso: costo mensual que depende de la energía efectivamente transportada y/o consumida.
- Cargo por combustible: costo correspondiente al gas utilizado como combustible para transportar el gas.
- Cargo por conexión: monto único fijo a cubrir en una exhibición (nuevas interconexiones).

Ahora, para el caso de las Ventas de Primera Mano, PGPB tienen los siguientes paquetes u opciones de compra de gas natural:

Tabla 9. Opciones para la compra de gas natural bajo ventas de primera mano

Desagregado.	Agregado
<ul style="list-style-type: none"> • El cliente debe celebrar diferentes contratos: <ul style="list-style-type: none"> -Ventas de primera mano con PGPB. -Transporte con PGPB, ductos u otro permisionario, según el caso. • Programación obligatoria de transporte, además de la programación de los consumos. • Seguimiento preciso de los desbalances diariamente. • Distintas facturas, una por cada componente de la compra: VPM y transporte. 	<ul style="list-style-type: none"> • PGPB ofrece la venta de gas natural en paquete a través de un solo contrato • Solamente programa sus consumos • Contratos flexibles: <ul style="list-style-type: none"> -PGPB como única contraparte, administra transporte - PGPB administra desbalances -Seguridad en el transporte. • Una sola factura

De acuerdo a estos paquetes, PGPB tiene a su vez, modalidades para la entrega de gas, que son las siguientes:

Base Firme

- Esta modalidad esta disponible tanto para contratación agregada como desagregada.
- La cantidad a recibir será la misma para cada día.
- Para el caso de la contratación desagregada, el plazo mínimo será de un mes, y en el caso de la contratación agregada, el plazo mínimo será de 12 meses (reserva de capacidad).
- Es posible cancelar de forma parcial o total la base firme, quedando condicionada la entrega en un punto diferente a las plantas de proceso de PGPB.

Base Interrumpible

- También está disponible tanto para contratación agregada como desagregada.
- La cantidad a recibir será la misma para cada día.
- El plazo mínimo es de un día, y el máximo, de un mes.
- Es posible combinar servicio firme, interrumpible u ocasional.
- La cantidad de gas contratada en base interrumpible, podrá ser cancelada por PGPB o por el adquirente mediante comunicación por escrito con 48 horas de anticipación al día de flujo.

Base Ocasional

- Esta modalidad esta disponible para contratación agregada y desagregada.
- La cantidad a recibir será la misma para cada día.
- Para cualquier tipo de entrega, el plazo mínimo de contratación es de un día.
- Igual que en base interrumpible, se permite cierta combinabilidad.

Servicio Firme Flexible

- Esta modalidad solo está disponible para la contratación agregada.
- Las cantidades a recibir podrán ser diferentes para cada día, de acuerdo con un programa mensual de entregas, el cual podrá ser modificado o cancelado.
- El plazo mínimo de contratación es de 12 meses.
- El servicio se ofrece para consumidores mayores a los 480 Gcal/día.
- No existe combinabilidad.

Servicio Swing

- Sólo esta disponible para contratación agregada.
- Las cantidades a recibir podrán ser diferentes para cada día y a elección del adquirente, podrán variar sin restricción alguna entre cero y confirmación de venta de primera mano.
- El plazo mínimo de contratación es de 12 meses y en períodos mayores serán considerados meses completos.
- Servicio para consumos mayores a 480 Gcal/día.
- Solamente puede combinarse con base firme.

Servicio Volumétrico

- Modalidad disponible únicamente para contratación agregada.
- En cuanto a las cantidades a recibir, se presenta lo mismo que para el servicio swing.
- El plazo mínimo de contratación es de 1 mes y en períodos mayores serán considerados meses completos.
- Servicio para consumos menores a 480 Gcal/día.
- No es permitida la combinabilidad.

Servicio Túnel

- Modalidad disponible únicamente para contratación agregada.
- Las cantidades a recibir podrán ser diferentes para cada día y a elección del adquirente podrán variar sin restricción alguna entre un límite inferior y un límite superior.
- El plazo mínimo de contratación es de 12 meses y en períodos mayores serán considerados meses completos.
- Servicio disponible para consumidores mayores a 480 Gcal/día.
- No tiene combinabilidad.
- El adquirente podrá escoger el rango de túnel entre el 10, 20 y 30% de la cantidad confirmada por la venta de primera mano.

En el caso de que el contrato no se cumpla, la CRE aprobó el siguiente esquema para la penalización de los contratos anteriores:

Tabla 10. Esquema de penalizaciones por modalidad de entrega

Modalidad de entrega	Porcentaje de Penalización
Firme	20%
Ocasional	
Firme Flexible	
Interrumpible	10%
Swing	
Túnel	
Volumétrico	

Directiva sobre la determinación de precios y tarifas para las actividades reguladas en materia de gas natural (DIR-GAS-001-96), Comisión Reguladora de Energía, México, 1996

De acuerdo a este esquema, las penalizaciones se darán de manera diaria, mientras no se esté cumpliendo con las condiciones acordadas en los contratos.

3.2.2 Posicionamiento y estado del mercado de gas natural en México

En esta sección haré una comparación de algunos datos representativos del mercado de Estados Unidos y el de México, además de presentar mediante figuras y tablas, el estado actual del mercado nacional de gas natural.

Como principio, es importante observar el comportamiento del consumo de Estados Unidos, y compararlo con el de México, debido a las diferentes condiciones que tienen ambos países.

México cuenta con una población de 120 millones de habitantes, en tanto que Estados Unidos duplica esta cifra, con 265 millones de habitantes.

Otro dato importante es que el PIB de México ascendió en el 2000 a 1,907 millones de dólares, y el de Estados Unidos fue de 11,352 millones de dólares, es decir, 5 veces mayor al de México.

Tabla 11. Comparación del consumo de Gas Natural México-E. U. por sector, 2001-2004
(millones de pies cúbicos diarios)

Sector	México				Estados Unidos			
	2001	2002	2003	2004	2001	2002	2003	2004
Petrolero y Petroquímica	2,277	2,289	2,488	2,750	4,777	4,881	4,814	4,824
Eléctrico	1,158	1,505	1,856	2,392	14,636	15,539	13,505	14,580
Industrial y servicios	859	987	934	986	28,403	29,205	27,864	28,491
Residencial	64	71	84	99	13,072	13,397	13,959	13,476
Transporte Vehicular	1	2	3	7	40	41	42	41
Total	4,358	4,855	5,365	6,234	60,928	63,063	60,184	61,391

Tabla 12. Participación en porcentaje de cada sector en el consumo de Gas Natural en México y E. U. en el 2004

Sector	México	E. U.
Petrolero y Petroquímica	44.11%	7.86%
Eléctrico	38.37%	23.72%
Industrial y servicios	15.82%	46.41%
Residencial	1.59%	21.95%
Transporte Vehicular	0.11%	0.07%
Total	100.00%	100.00%

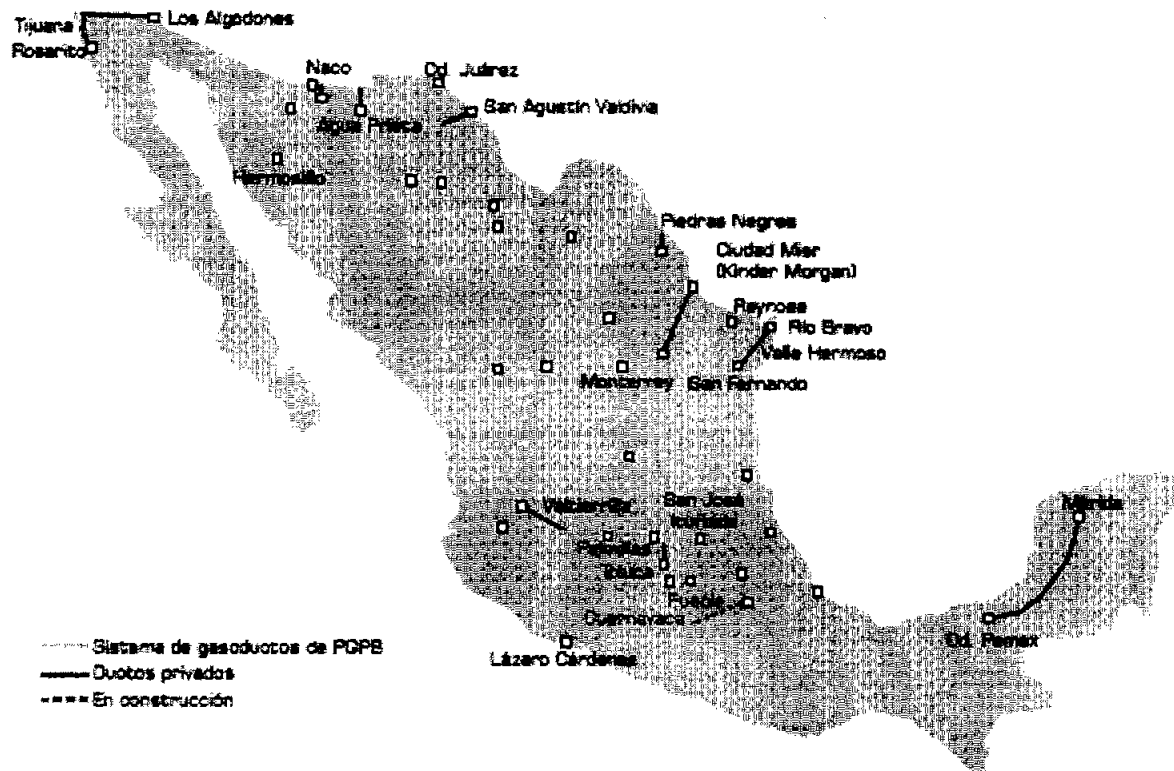
Es muy interesante ver (tabla 11) que el principal consumidor de gas natural en México es el sector eléctrico, y en Estados Unidos, el principal consumidor es el sector industrial.

Ahora, si observamos el consumo del sector petrolero, podemos ver que el consumo de gas de Estados Unidos sólo representa el doble que el consumo nacional, y además el consumo petrolero en E. U. representa sólo el 8% del consumo total, comparado con un 44% de el consumo total de gas natural en México, lo cual nos indica un alto grado de desarrollo del sector petrolero, pero a su vez, nos indica un bajo nivel de desarrollo en el sector industrial de nuestro país, que sólo representa el 15% de la demanda total.

Para el sector residencial, no es de sorprenderse que el consumo en E. U. represente un porcentaje mayor que en México (un 22% en E. U. contra un 2% en México), debido a que en E. U., el consumo residencial se debe principalmente a calentadores y acondicionadores de aire, debido a que la mayor parte de su territorio se encuentra una gran parte del año sometido a climas fríos. En cambio, en el territorio nacional se tienen este tipo de climas en la región norte, y sólo en la temporada invernal, así que el consumo residencial en México no representa un porcentaje significativo en el consumo nacional total.

En relación a la infraestructura para el transporte de gas natural, México cuenta con un sistema de gasoductos, pertenecientes a Pemex Gas y Petroquímica Básica, pero a partir de las reformas en materia energética, se han concesionado algunos de estos ductos, y se han dado permisos de construcción de nuevos gasoductos (figura 18).

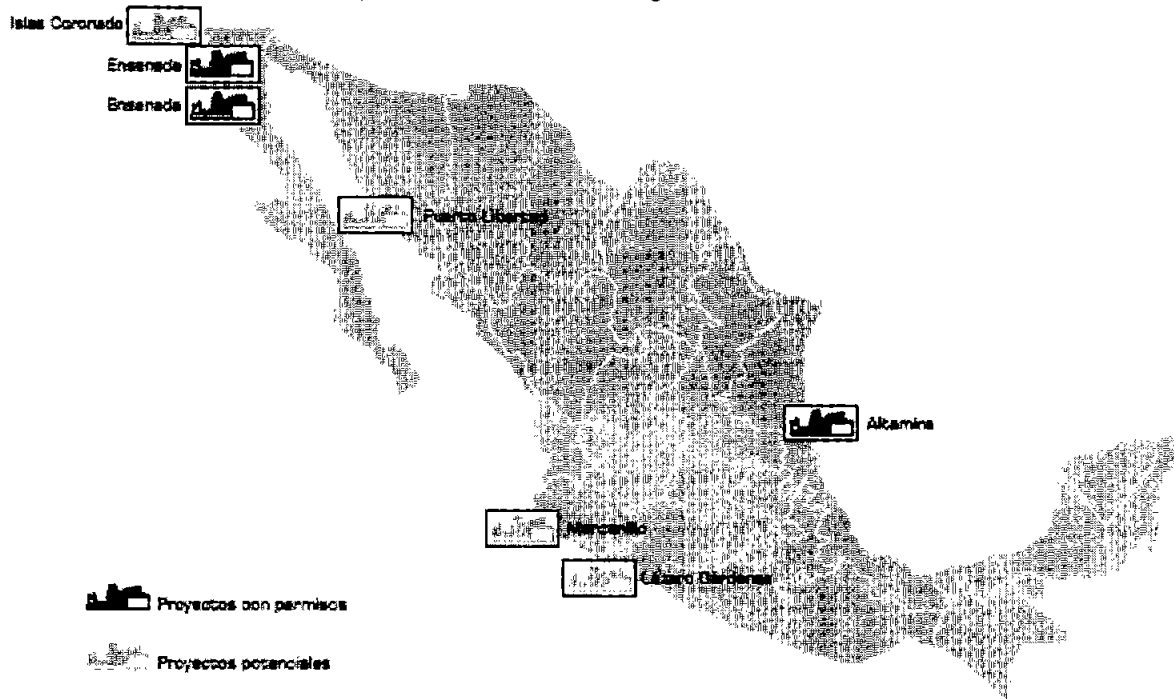
Figura 18. Infraestructura de transporte público de gas natural de México



Prospectiva del mercado de gas natural, Secretaría de Energía, México, 2004.

Además del sistema de gasoductos mencionado anteriormente, México cuenta con proyectos de varios puntos marítimos, los cuales permitirán el ingreso de gas natural a territorio nacional, proveniente de otros países distintos a nuestro vecino comercial, Estados Unidos. Estos puntos se pueden ver en la figura 19.

Figura 19. Proyectos de terminales de gas natural licuado en México



Prospectiva del mercado de gas natural, Secretaría de Energía, México, 2004.

Tabla 13. Reservas remanentes totales de gas natural, 1999-2004*
(miles de millones de pies cúbicos)

Año	Tipo de gas	Total	Región			
			Marina Noroeste	Marina Suroeste	Norte	Sur
1999	Asociado	64,271.6	8,311.8	4,584.2	39,045.3	12,330.3
	No asociado	16,766.9	0.0	1,182.2	8,287.3	7,297.4
2000	Asociado	62,049.6	8,897.9	4,979.3	36,853.0	11,319.4
	No asociado	16,236.9	0.0	1,935.7	7,321.5	6,979.7
2001	Asociado	60,010.5	8,161.3	4,663.7	36,319.6	10,865.9
	No asociado	16,424.4	0.0	1,935.7	7,663.7	6,825.0
2002	Asociado	55,049.1	7,916.5	3,982.5	33,424.6	9,725.5
	No asociado	14,055.8	0.0	1,944.2	6,373.5	5,738.1
2003	Asociado	52,010.8	6,919.5	3,627.6	32,659.2	8,804.5
	No asociado	13,422.1	0.0	2,773.8	6,087.4	4,560.9
2004	Asociado	50,412.8	6,437.4	3,480.7	32,365.6	8,129.1
	No asociado	13,480.0	0.0	2,679.0	6,608.1	4,192.9

Cifras al 1° de enero de cada año

Las reservas de hidrocarburos de México, Pemex Exploración y Producción, varios años

Tabla 14. Reservas probadas de gas seco por región 1998-2003*
(miles de millones de pies cúbicos)

Región	2000	2001	2002	2003	2004
Total	55,507.1	55,515.1	50,648.2	48,796.4	49,008.3
Marina Noroeste	4,714.7	4,408.5	4,283.5	3,948.0	3,805.2
Marina Suroeste	3,891.1	4,082.5	3,565.2	4,422.0	4,258.6
Sur	12,579.6	12,379.7	11,006.7	9,402.8	9,067.1
Norte	34,321.7	34,644.4	31,792.7	31,023.6	31,877.5

Anuario estadístico de labores 2003. Pemex Exploración y Producción.

Las reservas probadas de gas natural en México, han mantenido un comportamiento decreciente en los últimos años, y hay que resaltar la gran caída de estas en el año de 2002, en un 55% con respecto al año anterior; esto se debe principalmente a que no ha habido una incorporación de reservas significativa, que compense las reservas que son puestas a producir (tablas 13 y 14).

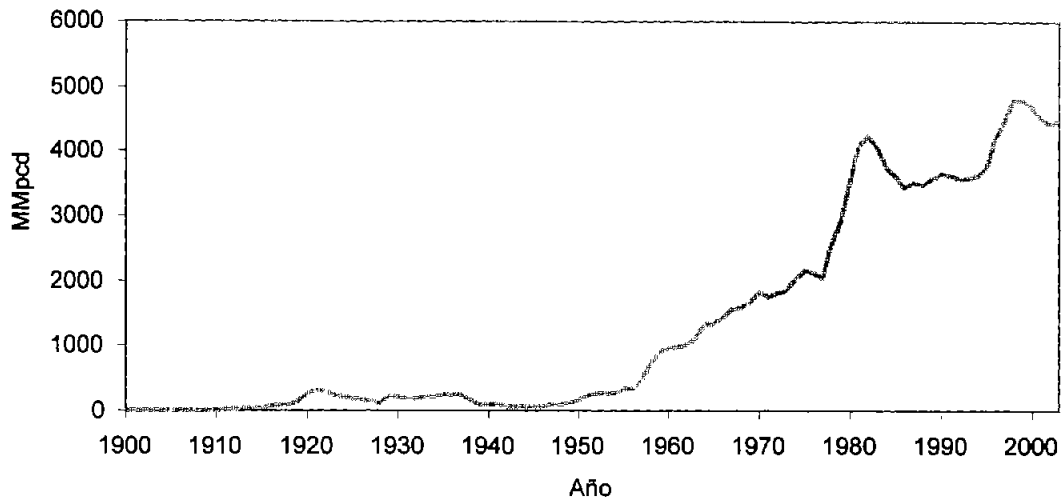
Tabla 15. Reservas de gas seco, comparativo
(miles de millones de pies cúbicos)

	2003				2004			
	Probadas	Probables	Posibles	3P	Probadas	Probables	Posibles	3P
Total	14,958.4	16,859.9	16,951.1	48,796.4	14,850.6	15,986.0	18,171.7	49,008.3
Marina Noroeste	2,713.1	913.0	298.0	3,948.0	2,749.7	778.3	277.2	3,805.2
Marina Suroeste	1,445.6	1,127.0	1,849.4	4,422.0	1,354.5	1,143.5	1,760.6	4,258.6
Sur	7,571.3	992.0	839.4	9,402.8	7,181.0	1,124.1	762.0	9,067.1
Norte	3,231.4	13,827.9	13,964.3	31,023.6	3,565.3	12,940.1	15,372.0	31,877.5

Anuario estadístico de labores 2003. Pemex Exploración y Producción.

De acuerdo a la tabla 15, no hubo un cambio significativo en el conteo de las reservas de gas seco en nuestro país. En principio, se puede ver que el acumulativo de las reservas; es decir, las reservas 3P, aumentaron aproximadamente 200 mil millones de pies cúbicos, pero las reservas probadas, que son las más importantes, disminuyeron 100 mil millones de pies cúbicos del año 2003 al 2004.

Figura 20. Historia de producción de Gas Natural en México 1990-2002
(millones de pies cúbicos diarios)



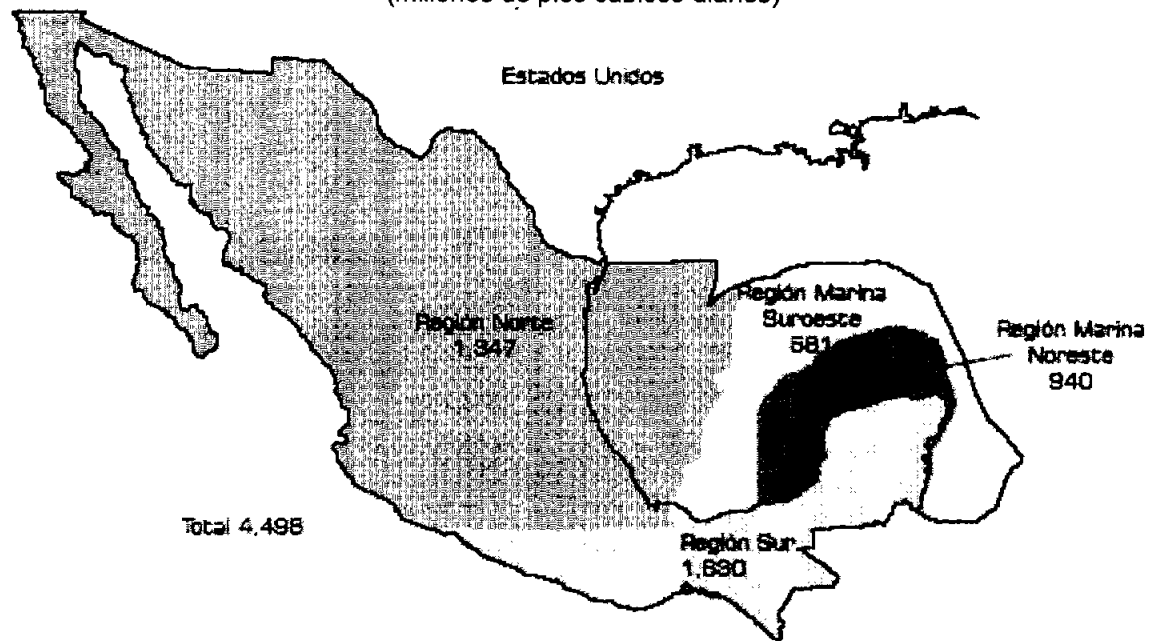
De acuerdo a la figura 20, el comportamiento de la producción de gas en México ha experimentado un constante aumento, hasta el año de 1983, cuando la producción comenzó a declinar y posteriormente experimentó un comportamiento casi constante entre 1985 y 1995, año en el cual de nuevo comenzó a repuntar la producción. En los últimos años, la producción ha fluctuado de manera muy ligera, y en la actualidad se encuentra alrededor de los 4,500 millones de pies cúbicos diarios. La producción de gas natural de nuestro país no ha sufrido cambios significativos desde 1996 (tabla 16).

Tabla 16. Producción de gas natural por región y tipo, 1996-2003
(millones de pies cúbicos diarios)

Año	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Total	4,195.0	4,467.2	4,790.7	4,790.6	4,679.4	4,510.7	4,423.5	4,498.4
Gas Asociado	3,478.2	3,630.6	3,703.3	3,525.7	3,380.2	3,239.0	3,118.1	3,119.2
Región Marina Noreste	581.9	639.8	685.9	648.2	737.2	794.2	831.2	940.5
Región Marina Suroeste	980.8	1,008.6	999.9	921.6	819.7	735.6	620.6	581.3
Región Sur	1,788.0	1,853.8	1,887.8	1,838.6	1,709.1	1,596.7	1,559.1	1,486.5
Región Norte	127.5	128.4	129.7	117.4	114.2	112.5	107.2	110.9
Gas no asociado	716.8	836.6	1,087.4	1,264.9	1,299.2	1,271.7	1,305.4	1,379.2
Región Sur	201.6	191.7	179.5	157.7	147.8	146.5	144.7	143.5
Región Norte	515.1	644.8	907.9	1,107.1	1,151.4	1,125.2	1,160.7	1,235.7

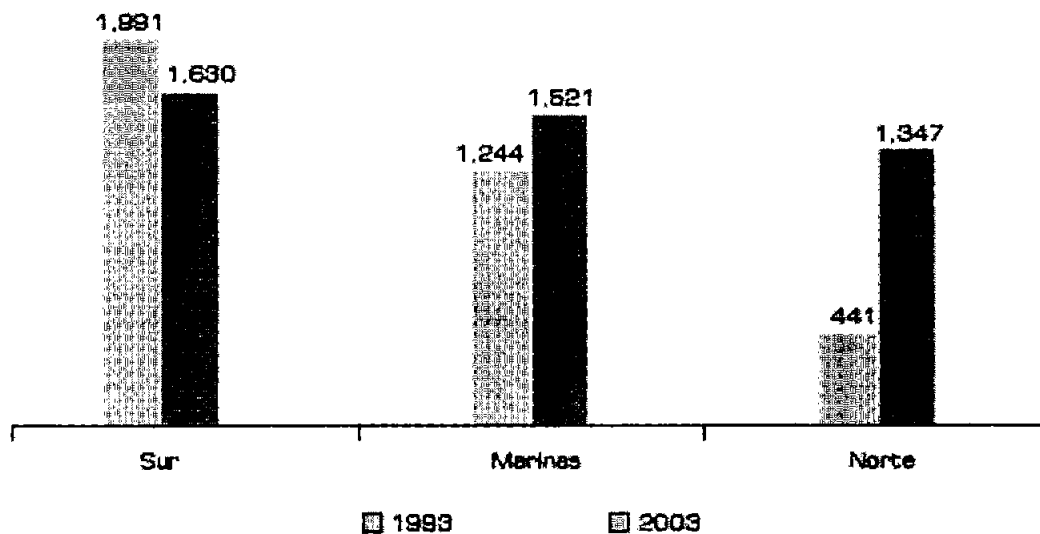
Anuario estadístico de labores 2003. Pemex Exploración y Producción.

Figura 21. Producción de gas natural por región, 2003
(millones de pies cúbicos diarios)



Prospectiva del mercado de gas natural, Secretaría de Energía, México, 2004.

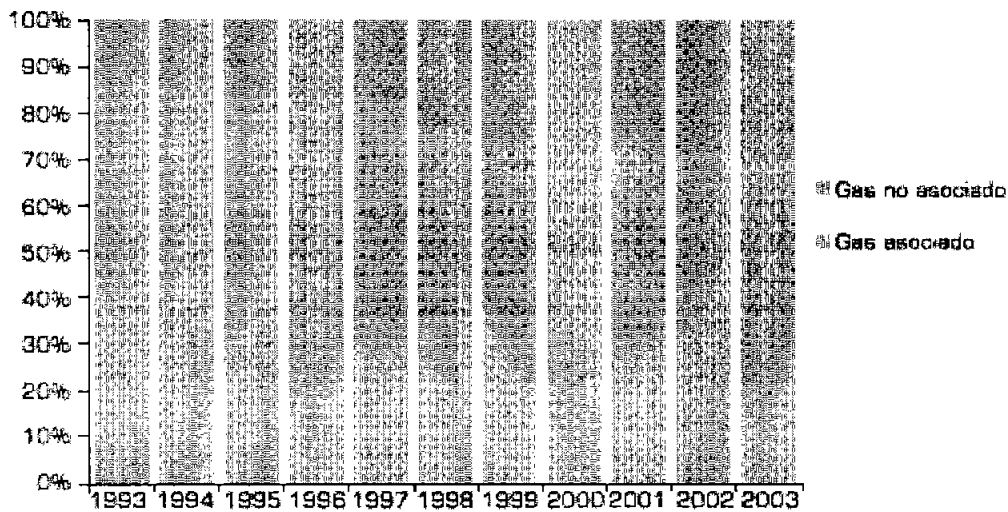
Figura 22. Producción de gas natural por región, 1993-2003
(millones de pies cúbicos diarios)



Prospectiva del mercado de gas natural, Secretaría de Energía, México, 2004.

Aunque la producción ha aumentado de manera dramática para la región norte, hay que analizar la disminución de la producción en el caso de la región sur. Por otro lado, la comparación del año 1993 al 2002, demuestra el aumento en el desarrollo de la región norte, lo cual se discutirá más adelante.

Figura 23. Estructura porcentual de la producción de gas natural por tipo 1993-2002



Memoria de labores e informe estadístico de labores, Pemex Exploración y Producción, 2002

En los últimos 10 años, la producción de gas natural no asociado ha cobrado mayor importancia, ya que su participación en la producción total se ha incrementado a una tasa promedio anual de 11.7%, gracias a las condiciones favorables de la Cuenca de Burgos en la región Norte. En tanto, la producción de gas asociado ha presentado un incremento poco significativo debido a la declinación de los campos de crudo ligero.

Las entregas de gas de PEP a los centros procesadores de gas y directo a ductos se ubicaron en 4,585 millones de pies cúbicos diarios en el 2003. A pesar de la disminución en la producción de gas, se alcanzó una variación de 2.1% respecto al año anterior como resultado de la reducción en el envío de gas a la atmósfera y por una menor condensación en ductos.

Las entregas de gas natural de PEP a PGPB presentarán incrementos con una tasa promedio de 3.4% anual.

Las entregas de gas húmedo representaron el 72.7% y en segundo lugar el gas seco de campos con 15.8%, el cual ha aumentado su volumen en el periodo de referencia 20% anual. El gas seco de campos ha cobrado cada vez mayor participación, misma que ha pasado de 4.1% en 1993, a 16% en 2003. En este último año, el gas dulce de campos tuvo una participación de 11.5%.

Tabla 17. Entrega de gas natural de PEP a PGPB 1993-2002
(millones de pies cúbicos diarios)

Tipo de gas	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Total	3,270	3,328	3,312	3,605	3,835	4,177	4,273	4,374	4,321	4,411	4,585
Gas húmedo amargo*	2,790	2,840	2,855	3,038	3,086	3,182	3,074	3,165	3,176	3,208	3,325
Gas seco de campos	135	150	190	277	381	599	750	752	710	697	763
Gas dulce de campos*	345	338	267	290	369	395	449	457	435	506	498

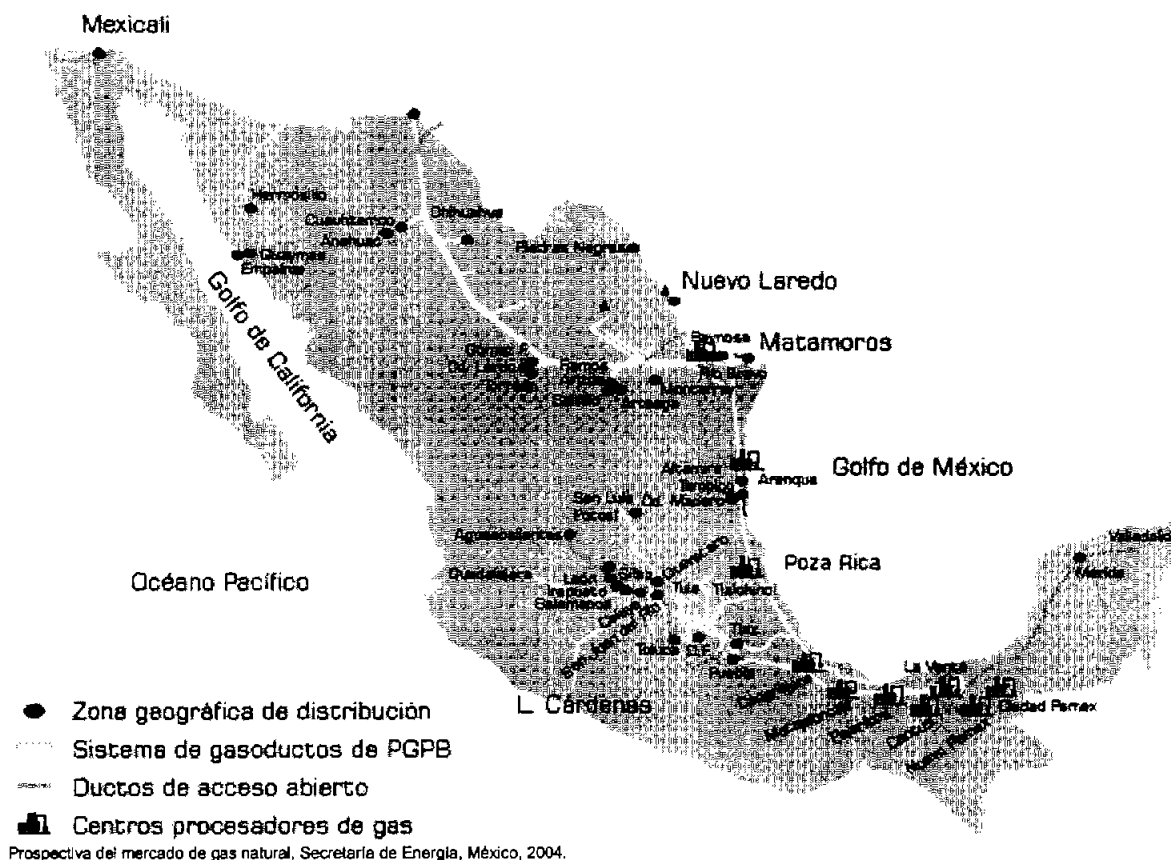
Nota: Los totales pueden no coincidir debido al redondeo.

* Incluye gas para bombeo neumático.

Prospectiva del mercado de gas natural. Secretaría de Energía, México, 2004.

Esta entrega de gas, representa prácticamente la composición de la producción total de gas en el país, debido a la relación comercial que existe entre ambas entidades, y también porque PGPB es la única empresa que esta autorizada para procesar y distribuir el gas, y PEP es la única empresa en México autorizada para producir el gas.

Figura 24. Red de ductos y centros procesadores de gas en México



En la actualidad, PGPB cuenta con nueve centros de procesamiento, los cuales están ubicados principalmente en la zona Sureste del país. Dentro de estos centros, se encuentran los complejos de Cactus, Nuevo Pemex, y Ciudad Pemex, que en su conjunto, poseen el 93.2% de la capacidad instalada para el endulzamiento de gas amargo de PEP (ver figura 24).

La infraestructura de transporte está constituida principalmente por los gasoductos de PGPB, que cuenta con dos sistemas: el SNG, de 8,704 km. y el sistema Naco-Hermosillo de 339 km. Actualmente cuenta con nueve estaciones de compresión, cuatro en el Sur y cinco en el Norte del país. La capacidad de compresión es de 324,860 caballos de fuerza (hp) y una capacidad de transporte total de 5,096 MMpcd.

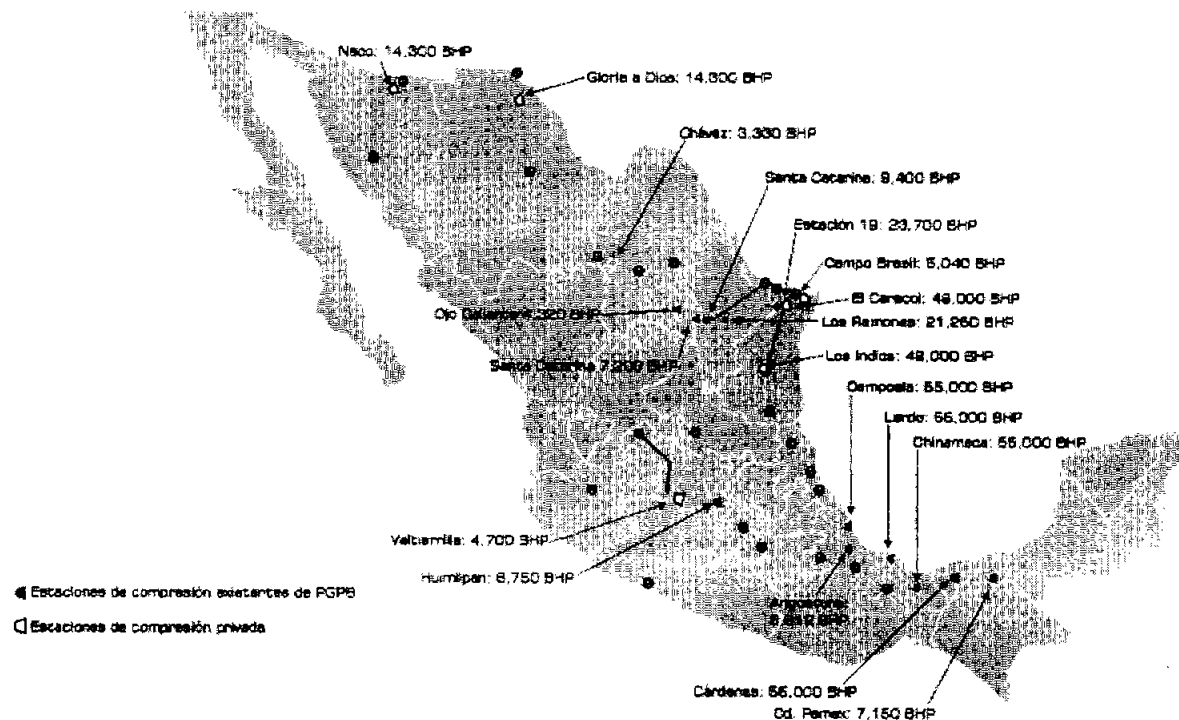
PGPB ha ejecutado diversos trabajos tendientes a incrementar el proceso de gas, con el fin de satisfacer las necesidades del mercado en forma oportuna.

En 2003 se incrementó la capacidad de transporte hacia el occidente del país y la compresión para enviar gas natural a las centrales eléctricas del Valle de México, Tula, el Sauz, Salamanca y el Bajío con el comienzo de operaciones del primer compresor en Cempoala.

A finales de abril de 2003 entró en operación el gasoducto Kinder Morgan que se localiza en el trayecto de Ciudad Mier a Monterrey con una capacidad de 375 MMpcd y una longitud de 150 km, de los cuales 13 km, localizados en el Sur de Texas, van de la zona de Bob West a la frontera, y 137 km se encuentran localizados desde la línea divisoria hasta el punto de conexión con el Sistema Nacional de Gasoductos.

Esta línea se suma al conjunto de interconexiones que existen para el manejo de gas en la frontera norte y que, con el nuevo ducto, la capacidad bidireccional para exportar e importar este producto se incrementará a 1,500 MMpcd.

Figura 25. Estaciones de compresión de gas natural, 2004

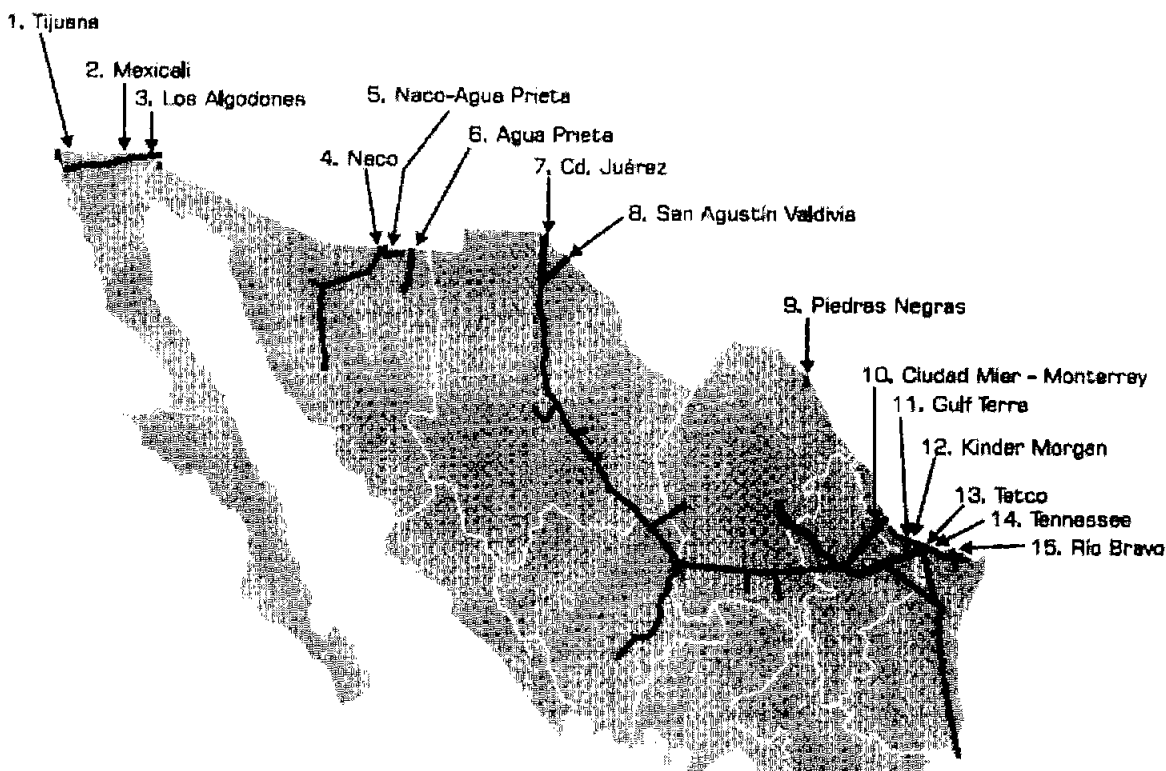


Prospectiva del mercado de gas natural, Secretaría de Energía, México, 2004.

En la figura 26, aparecen las interconexiones actuales de gas natural con los Estados Unidos mediante las cuales se desarrolla el comercio entre ambos países. Las más recientes son las de Agua Prieta, Sonora, Kinder Morgan y la de Río Bravo en Reynosa.

La capacidad total de importación asciende a 3,378 MMpcd.

Figura 26. Capacidad de las interconexiones de gas natural con E. U.
(millones de pies cúbicos diarios)



Punto de internación en México	Capacidad máxima (mmpd)
Total	3,387
1. Tijuana	300
2. Mexicali	29
3. Los Algodones	500
4. Naco	130
5. Naco - Agua Prieta	215
6. Agua Prieta, Son.	85
7. Cd. Juárez	80
8. San Agustín Valdivia	312
9. Piedras Negras	38
10. Ciudad Mier	425
11. Gulf Terra	200
12. Kinder Morgan	300
13. Tetco	250
14. Tennessee	260
15. Río Bravo	330

Prospectiva del mercado de gas natural. Secretaría de Energía, México, 2004.

El comercio exterior de gas seco corresponde a situaciones específicas de logística y del balance oferta-demanda. Las importaciones por logística o de los sistemas aislados se realizan para satisfacer la demanda de gas del norte de la república, además de que resulta más económico suministrar gas de E. U., que transportado desde los centros productores ubicados en el Sureste de México. Estas se llevan a cabo por Ciudad Juárez, Naco, Rosarito, Mexicali y Piedras Negras.

El mayor consumo de gas natural, en especial en los estados del norte del país, cuya infraestructura no está conectada al Sistema Nacional de Gasoductos, ha propiciado mayores compras al exterior de este combustible. En el 2002, el total de importaciones de gas se ubicó en 729 MMpcd, que representa un aumento de 91.7 MMpcd respecto al 2001.

En el año 2003, las importaciones fueron de 982.6 MMpcd y para el año 2004 fueron de 1,285 MMpcd.

Por los sistemas aislados se realizó el restante 46.3% de las importaciones, los cuales también han venido aumentando sus compras externas, además de que se han desarrollado nuevas interconexiones.

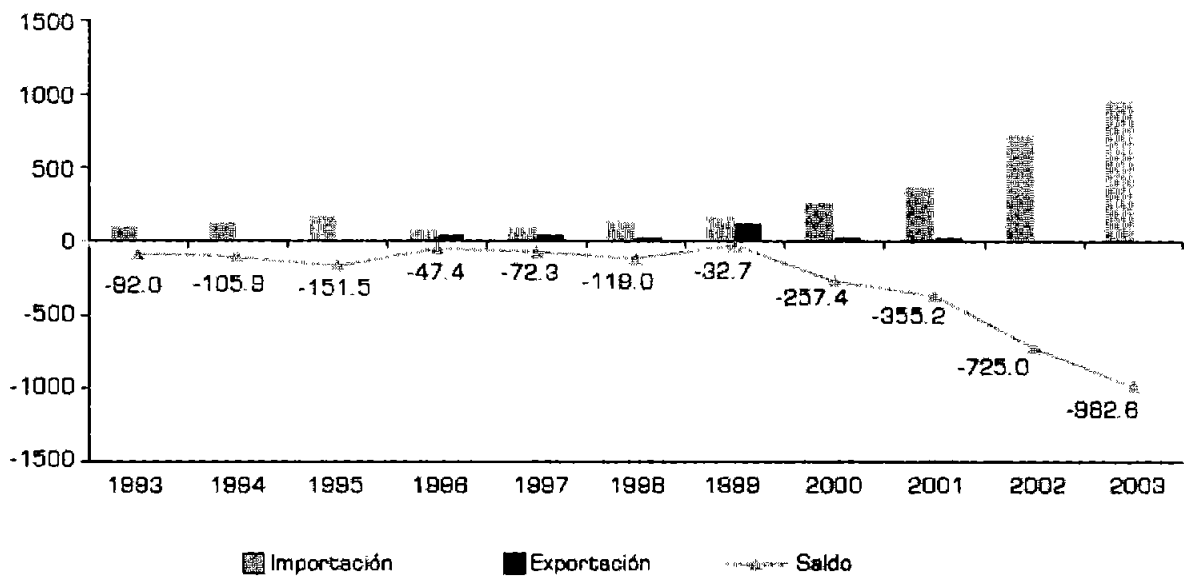
Tabla 18. Comercio exterior de gas natural por punto de interconexión, 1993-2002
(millones de pies cúbicos diarios)

Punto de interconexión en México	Importadores	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Total importaciones		96.6	125.1	172.9	83.7	109.2	151.2	168.5	281.0	380.1	729.4	982.6
1. Tijuana BC.	Sector eléctrico público								25.7	57.0	59.6	
2. Mexicali, BC.	Particulares	-	-	-	-	0.8	6.7	10.8	10.7	5.8	9.8	7.7
3. Los Algodones, BC.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	30.7	168.3
	PGPB										4.3	20.8
	Sector eléctrico público										26.4	95.3
	Particulares											52.2
4. Naco, Son.		5.2	4.0	8.7	11.7	11.6	10.2	6.8	15.3	25.4	42.9	51.1
	PGPB	5.2	4.0	8.7	11.7	11.6	10.2	6.8	15.3	15.5	18.4	19.1
	Sector eléctrico público									9.9	24.5	32.0
5. Naco, Son.	Sector eléctrico público											14.2
6. Agua Prieta, Son.	Particulares							5.9	8.2	9.0	10.6	9.0
7. Ciudad Juárez, Chih.		22.9	33.3	39.1	41.6	52.6	110.3	132.1	141.1	124.4	178.2	176.1
	PGPB	22.9	33.3	39.1	41.6	52.6	110.3	132.1	141.1	124.4	178.2	166.6
	Sector eléctrico público											9.5
8. Piedras Negras, Coah.		2.0	2.1	2.1	2.6	3.3	4.0	6.8	5.0	6.1	6.1	5.8
	PGPB	2.0	2.1	2.1	2.6	3.3	4.0	1.4	-	-	-	-
	Particulares							5.4	5.0	6.1	6.1	5.8
9. Ciudad Mier, Tamps.	PGPB											170.4
10. Argüelles, Tamps. (Gulf Terra)	PGPB	49.2	63.3	91.0	16.1	10.5	7.0	-	1.7	-	13.2	7.9
11. Argüelles, Tamps. (Kinder Morgan)	PGPB								12.7	115.8	205.7	179.5
12. Reynosa, Tamps. (Tetco)	PGPB	17.3	22.4	32.0	11.7	30.2	13.9	5.4	1.1	3.6	39.5	14.7
13. Reynosa, Tamps. (Tennessee Gas, PMX)	PGPB							0.6	59.6	32.9	133.2	154.5
14. Reynosa, Tamps. (Tennessee Gas, RB)	PGPB									-		23.4
Exportaciones Reynosa		4.6	19.2	21.5	36.2	36.8	32.2	135.7	23.6	24.9	4.4	-
	PGPB	4.6	19.2	21.5	36.2	36.8	32.2	135.7	23.6	24.9	4.4	-

Prospectiva del mercado de gas natural, Secretaría de Energía, México, 2004.

Las interconexiones que presentaron los mayores incrementos fueron Reynosa, Tennessee Gas que pasaron de 32.8 MMpcd a 133 MMpcd y Kinder Morgan, ubicada en Argüelles, que pasó de 115.6 MMpcd en promedio a 205.7 en 2002. Así mismo, en Ciudad Juárez se registró un aumento de 91.5%. Las importaciones totales representaron 15% de la demanda nacional.

Figura 27. Saldo del comercio exterior de gas natural, 1993-2003
(millones de pies cúbicos diarios)



Prospectiva del mercado de gas natural, Secretaría de Energía, México, 2004.

Tabla 19. Balance Nacional de gas natural, 1993-2003
(millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
ORIGEN	3,067	3,256	3,353	3,629	3,835	4,155	4,207	4,372	4,454	4,863	5,309
Producción nacional	2,970	3,131	3,180	3,545	3,726	4,004	4,039	4,091	4,074	4,134	4,326
Gas de formación empleado por PEP ¹	80	132	157	181	155	175	192	186	197	201	209
Gas para recirculaciones internas propio de PEP	174	192	283	334	299	282	243	240	242	193	214
Gas para Refinación directo de PEP	23	26	22	21	21	18	17	12	6	22	5
Producción PGPB	2,396	2,458	2,376	2,615	2,799	2,816	2,709	2,791	2,804	2,916	3,029
Directo de campos	134	149	190	277	381	599	750	752	710	697	763
Etano inyectado a ductos de gas seco	123	127	109	82	47	94	114	98	101	91	95
Otras corrientes suplementarias	40	47	42	36	24	20	14	13	14	13	10
Importación	97	125	173	84	109	151	168	281	380	729	983
Importaciones por logística	30	39	50	56	68	130	163	206	228	338	456
Importaciones PGPB	30	39	50	56	68	125	140	156	140	201	230
Importaciones sector eléctrico	-	-	-	-	-	-	-	26	67	110	151
Importaciones por particulares	-	-	-	-	1	6	22	24	21	27	75
Importaciones por balance PGPB	66	86	123	28	41	21	6	75	152	392	527
Importaciones por balance PGPB (fijas: Kinder-Morgan MTY)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	170
Importaciones por balance PGPB (variables)	66	86	123	28	41	21	6	75	152	392	357
Importación de gas natural licuado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DESTINO	3,031	3,240	3,356	3,630	3,797	4,092	4,129	4,350	4,383	4,860	5,274
Demanda nacional	3,026	3,221	3,335	3,594	3,760	4,060	3,993	4,326	4,358	4,855	5,274
Sector petrolero	738	751	695	735	754	825	845	913	994	995	1,037
Pemex Exploración y Producción ²	336	342	325	364	357	374	399	442	505	500	515
Pemex Refinación	130	137	135	140	180	194	198	207	230	238	270
Pemex Corporativo	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1
Pemex Gas y Petroquímica Básica	271	272	235	230	216	256	247	264	258	256	252
Sector petrolero recirculaciones internas ³	375	444	495	661	805	904	777	930	967	999	1,104
Sector Industrial	1,369	1,404	1,479	1,523	1,465	1,499	1,472	1,392	1,155	1,260	1,208
Industrial	736	746	799	865	886	963	1,023	1,019	838	966	923
Pemex Petroquímica	634	658	680	657	580	537	449	373	316	295	285
Sector eléctrico	465	547	589	596	653	756	821	1,011	1,157	1,506	1,819
Público	385	466	494	492	538	639	705	870	987	959	996
Comisión Federal de Electricidad	376	437	472	467	513	601	665	835	949	924	963
Luz y Fuerza del Centro	9	28	23	25	24	38	40	35	38	35	33
Particulares	80	81	95	104	116	116	116	141	169	547	823
Productores Independientes de Energía	-	-	-	-	-	-	-	27	89	425	601
Autogeneración de electricidad	80	81	95	104	116	116	116	115	80	122	170
Exportación de electricidad	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	52
Sector residencial	62	58	57	60	62	56	57	60	64	71	84
Sector servicios	17	18	19	20	20	20	20	20	21	22	19
Sector autotransporte	-	-	-	-	-	-	0	1	1	2	2
Exportación	5	19	21	36	37	32	136	24	25	4	-
Variación de inventarios y diferencias*	36	15	-3	-1	38	63	78	23	71	3	35

n.a. equivalente a no aplica.

¹Para efectos de balance, la mezcla de gas contemplada en este renglón se considera equivalente a gas seco.²Incluye el consumo de Compañía de Nitrógeno Cantarell a partir del año 2000.³Este volumen no fue combustionado, únicamente se recirculó hacia los pozos productores.

Prospectiva del mercado de gas natural, Secretaría de Energía, México, 2004.

3.2.3 Pronósticos para el mercado de gas natural en México

En los años por venir, el crecimiento del mercado mexicano de gas natural se plantea como uno de los más dinámicos respecto al de otros combustibles, con una tasa estimada que se incrementará 5.8% en promedio anual.

Ante esta perspectiva, y a fin de satisfacer los requerimientos del mercado interno de gas natural, se han diseñado nuevas estrategias para apoyar el desarrollo de su oferta. Se busca mejorar el aprovechamiento de las reservas de este hidrocarburo, ampliar y optimizar el uso de la infraestructura productiva, así como adquirir nuevas capacidades con una base tecnológica de vanguardia.

Tabla 20. Demanda de gas natural por sector, 2003-2013
(millones de pies cúbicos diarios)

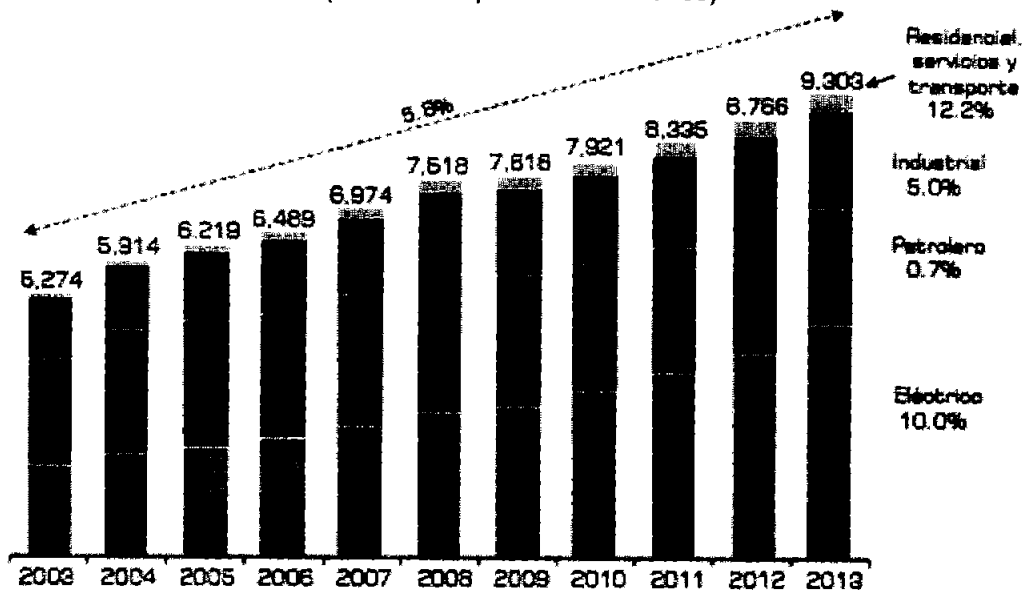
Sector	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Total	5,274	5,914	6,219	6,489	6,974	7,518	7,818	7,921	8,335	8,786	9,303
Petrolero	2,141	2,391	2,567	2,495	2,632	2,786	2,656	2,547	2,483	2,435	2,294
Autoconsumo ¹	1,037	1,167	1,360	1,260	1,346	1,479	1,399	1,335	1,313	1,294	1,231
Recirculaciones internas	1,104	1,223	1,207	1,236	1,286	1,307	1,258	1,212	1,170	1,141	1,063
Demanda sin Pemex	3,133	3,523	3,651	3,993	4,342	4,732	4,959	5,374	5,853	6,331	7,009
Industrial	1,208	1,290	1,348	1,456	1,530	1,616	1,677	1,761	1,843	1,911	1,970
Pemex Petroquímica	285	279	293	347	382	411	413	420	424	423	424
Otras	923	1,012	1,055	1,109	1,148	1,205	1,264	1,341	1,419	1,488	1,547
Eléctrico ²	1,819	2,114	2,163	2,372	2,620	2,897	3,037	3,343	3,716	4,105	4,705
Público	996	791	738	819	832	947	922	996	956	986	1,005
Particulares	823	1,322	1,426	1,553	1,788	1,950	2,116	2,347	2,760	3,119	3,700
Residencial	84	94	108	125	142	160	176	192	205	217	226
Servicios	19	22	25	28	31	35	39	43	46	50	53
Autotransporte	2	4	7	13	18	24	30	36	42	48	54

¹Incluye el consumo de Compañía de Nitrógeno Cantarell.

²No considera los proyectos de cogeneración de Tula y Salamanca.

Prospectiva del mercado de gas natural, Secretaría de Energía, México, 2004.

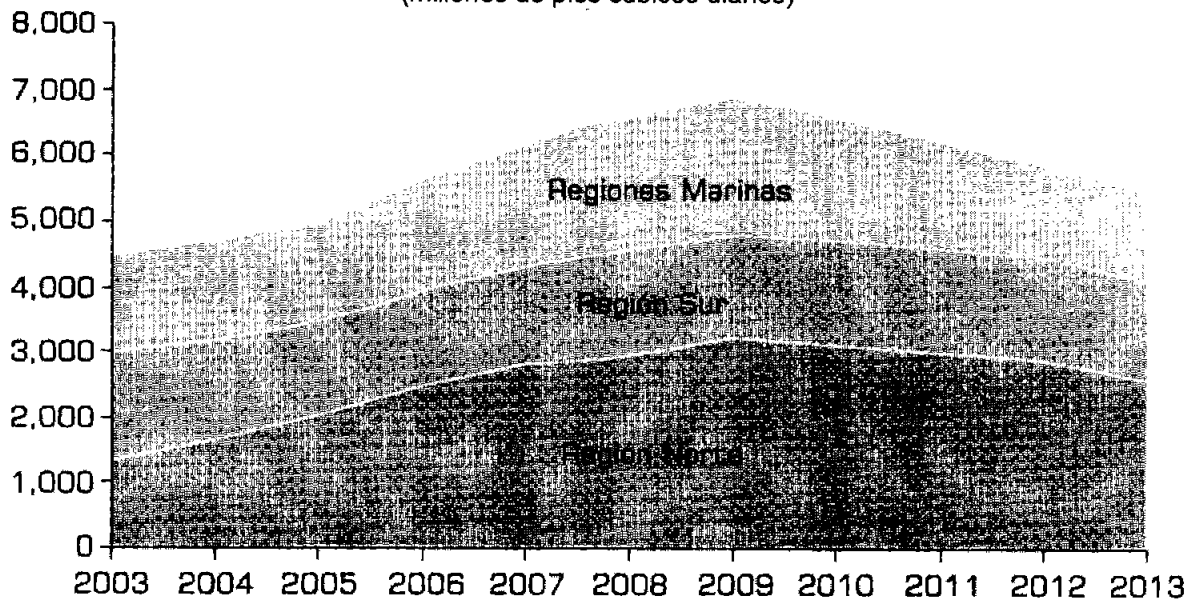
Figura 28. Demanda Nacional de Gas Natural por sector, 2003-2013
(millones de pies cúbicos diarios)



Prospección del mercado de gas natural, Secretaría de Energía, México, 2004.

En esta proyección, podemos observar el crecimiento de la demanda de gas natural, la cual para el año 2013 aumentará en un 50%. Los sectores que experimentarán un mayor crecimiento en su demanda, serán el industrial, en un 5% anual y el eléctrico en un 10% anual. La demanda por parte del sector petrolero, en realidad no experimentará ningún cambio con respecto a la demanda actual (será del 0.7% anual).

Figura 29. Producción de gas natural por región, 2003-2013
(millones de pies cúbicos diarios)

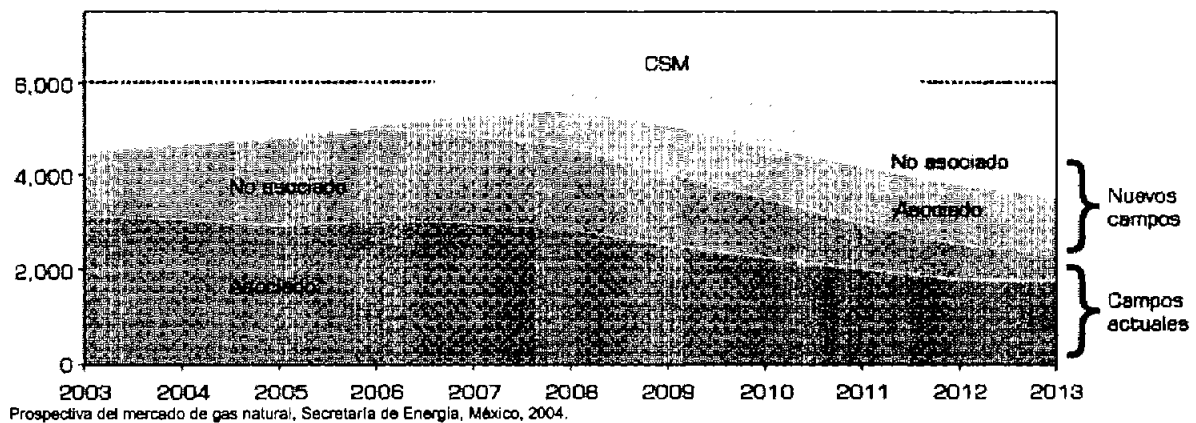


Prospección del mercado de gas natural, Secretaría de Energía, México, 2004.

Aquí podemos ver que en general, la producción de gas para las tres regiones experimentará un aumento similar, alcanzando un máximo de la producción hacia el 2009, con una producción estimada para ese año de 7,000 millones de pies cúbicos diarios.

Esta estimación se puede representar como un compuesto de la producción de gas asociado y no asociado al crudo, de acuerdo a la siguiente figura:

Figura 30. Producción de gas natural por tipo de gas y actividad, 2003-2013 (millones de pies cúbicos)



En este caso, podemos ver un escenario base, en el cual la producción de gas alcanzará un pico máximo en el 2005, de aproximadamente 4,600 MM de pies cúbicos diarios, pero el escenario futuro, plantea un aumento de la producción a partir del desarrollo de nuevos campos, el cual estará por una parte en manos de PEP, y por otra, en manos de los nuevos contratistas de los contratos de servicios múltiples.

El problema con esto, es que desde una perspectiva actual, la proyección del mercado a futuro, nos muestra nuestra constante dependencia a las importaciones de gas natural, debido a que a pesar de la expectativa del aumento de la producción al 2013, la demanda continuará siendo mayor que la oferta nacional, por lo que se pueden ver en un escenario futuro las importaciones de gas natural de la siguiente manera:

Figura 31. Importaciones netas de gas natural, 2002-2012
(millones de pies cúbicos diarios)

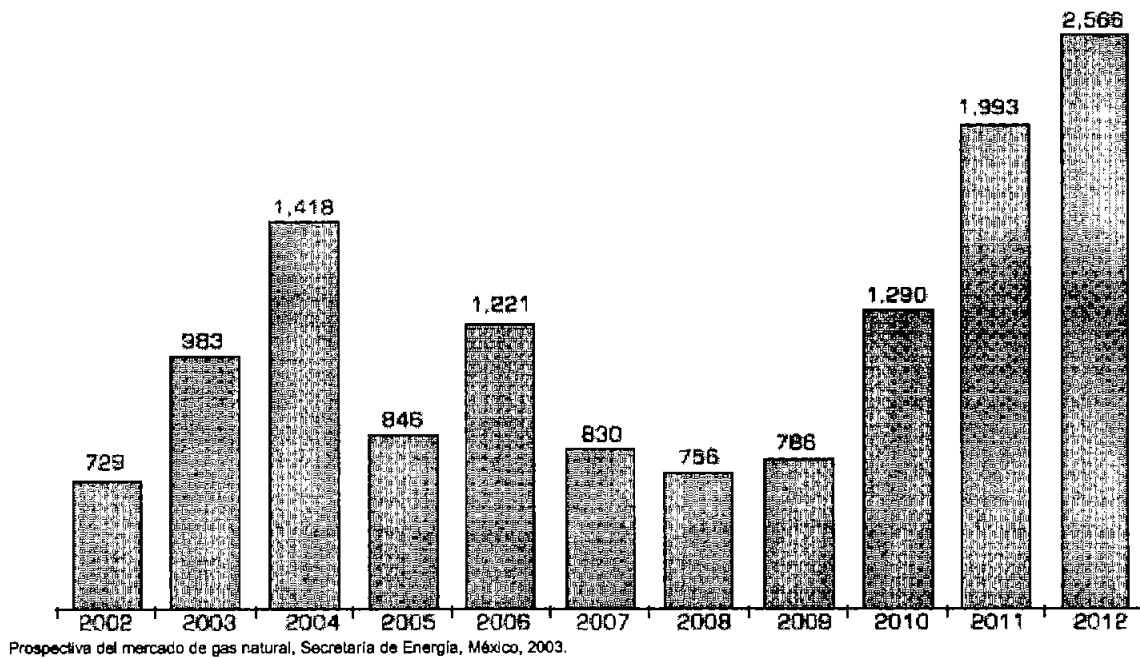
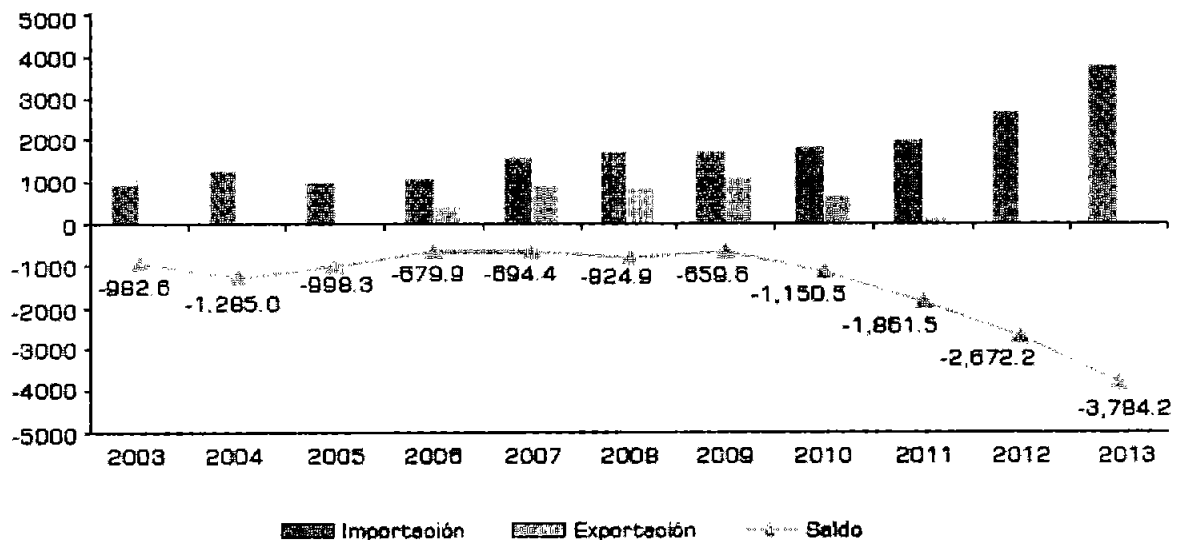


Figura 32. Saldo del comercio exterior de gas natural, 2003-2013
(millones de pies cúbicos diarios)



De acuerdo a las figuras 31 y 32, se muestra que el pronóstico para el mercado nacional de gas natural dependerá cada vez más de las importaciones de gas, tendencia que se verá acentuada a partir del año 2010, justo un año después de que se haya alcanzado el pico máximo de producción nacional pronosticado.

En el balance nacional de gas (tabla 21), se resume la información revisada en el presente subtema.

Tabla 21. Balance nacional de gas natural, 2003-2013
(millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
ORIGEN	5,309	5,914	6,223	6,932	7,867	8,405	8,710	8,594	8,476	8,766	9,303
Producción nacional	4,326	4,629	5,220	5,809	6,279	6,893	6,956	6,771	6,474	6,094	5,519
Gas de formación empleado por PEP ¹	209	229	416	247	273	292	318	297	269	246	240
Gas para recirculaciones internas propio de PEP	214	426	671	669	702	730	752	768	771	767	764
Gas para Refinación directo de PEP	5	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción PGPB	3,029	3,051	3,014	3,408	3,798	4,202	4,229	4,087	3,930	3,737	3,393
Directo de campos	763	817	1,026	1,352	1,333	1,297	1,496	1,492	1,384	1,250	1,037
Etano inyectado a ductos de gas seco	95	100	89	129	169	188	156	124	116	89	80
Otras corrientes suplementarias	10	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Importación	983	1,285	1,003	1,123	1,588	1,712	1,755	1,823	2,002	2,872	3,784
Importaciones de sistemas aislados	456	736	753	799	827	941	994	1,030	1,145	1,290	1,450
Importaciones PGPB	230	287	262	285	300	356	368	378	426	438	526
Importaciones sector eléctrico	151	232	273	295	308	362	402	427	492	624	694
Importaciones por particulares	75	218	219	220	221	222	224	225	227	229	230
Importaciones por balance PGPB	527	549	249	249	261	272	260	237	229	676	1,521
Importaciones por balance PGPB (fijas: Kinder-Morgan MTY)	170	262	249	249	261	272	260	237	229	228	240
Importaciones por balance PGPB (variables)	357	286	-	-	-	-	-	-	-	448	1,281
Importación de gas natural licuado	-	-	-	75	500	500	501	556	629	706	814
DESTINO	5,274	5,914	6,223	6,932	7,867	8,405	8,710	8,594	8,476	8,766	9,303
Demanda nacional	5,274	5,914	6,219	6,489	6,974	7,518	7,816	7,921	8,335	8,766	9,303
Sector petrolero	1,037	1,167	1,360	1,260	1,346	1,479	1,399	1,335	1,313	1,294	1,231
Pemex Exploración y Producción ²	515	631	858	695	728	753	771	735	701	672	639
Pemex Refinación	270	263	291	315	317	426	335	312	312	341	341
Pemex Corporativo	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pemex Gas y Petroquímica Básica	252	273	211	249	301	300	293	287	299	281	251
Sector petrolero recirculaciones internas ³	1,104	1,223	1,207	1,236	1,286	1,307	1,258	1,212	1,170	1,141	1,063
Sector Industrial	1,208	1,290	1,348	1,456	1,530	1,618	1,677	1,781	1,843	1,911	1,970
Industrial	923	1,012	1,055	1,109	1,148	1,205	1,264	1,341	1,419	1,488	1,547
Pemex Petroquímica	285	279	293	347	382	411	413	420	424	423	424
Sector eléctrico	1,819	2,114	2,163	2,372	2,620	2,897	3,037	3,343	3,716	4,105	4,705
Público	996	791	738	819	832	947	922	996	956	986	1,005
Comisión Federal de Electricidad	963	770	722	803	816	943	922	996	953	978	998
Luz y Fuerza del Centro	33	22	15	16	16	4	-	-	4	8	8
Particulares	823	1,322	1,426	1,553	1,788	1,950	2,116	2,347	2,760	3,119	3,700
Productores independientes de electricidad	601	823	1,006	1,134	1,369	1,531	1,696	1,927	2,341	2,700	3,281
Autogeneración de electricidad	170	208	228	228	228	228	228	228	228	228	228
Exportación de electricidad	52	192	192	192	192	192	192	192	192	192	192
Sector residencial	84	94	108	125	142	160	176	192	205	217	226
Sector servicios	19	22	25	28	31	35	39	43	46	50	53
Sector Autotransporte	2	4	7	13	18	24	30	36	42	48	54
Exportación	-	-	4	443	893	888	1,095	673	141	-	-
Variación de inventarios y diferencias	35	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

¹ Para efectos de balance, la mezcla de gas contemplada en este renglón se considera equivalente a gas seco.

² Incluye el consumo de Compañía de Nitrógeno Cantarell a partir del año 2000.

³ Este volumen no será combustionado, únicamente se recirculará hacia los pozos productores.

Queda entonces confirmado de acuerdo a este balance, la tendencia a aumentar de las importaciones de gas natural, así como el aumento en la demanda en el sector energético en los últimos años.

Capítulo 4: Regulación del mercado del gas natural

4.1 Antecedentes regulatorios

En Estados Unidos, la industria del gas natural estaba dividida originalmente en 2 segmentos: el de exploración y producción y el de distribución y ventas.

Inicialmente, este primer segmento no era visto como una parte de la industria que necesitara algún tipo de regulación, ya que se consideraba como una industria extractiva.

Por otro lado, el otro segmento de distribución y ventas, estaba en manos de las principales compañías dueñas de gasoductos; y por tanto, este segmento si era visto como una parte de la industria con la necesidad de regulación, principalmente porque la transmisión del producto por estas compañías, sirve a un interés público, que requiere mas efectividad y eficiencia.

Debido al alto costo de inversión para entrar al mercado, además de limitaciones geográficas y ambientales, los gobiernos locales anticiparon que se podría desarrollar un monopolio entre estas pocas compañías de distribución. En consecuencia, los gobiernos locales declararon su autoridad sobre las áreas geográficas que contenían los gasoductos.

Conforme el mercado del gas natural continuó creciendo, los gasoductos comenzaron a esparcirse de una región geográfica a otra, cruzando fronteras estatales y por lo tanto, cruzando jurisdicciones gubernamentales. Las reglas que aplicaban en un estado, diferían a las de otros estados, y por esto, se determinó que era necesario que la industria fuera regulada y administrada por una agencia federal gubernamental, y de esta forma, los propietarios de los gasoductos fueron obligados a conducir su negocio para servir al interés público.

4.1.1 Acta de gas natural de 1938

Ejerciendo su derecho bajo la Constitución de los Estados Unidos, el Congreso creó el Acta del Gas Natural de 1938 (NGA of 1938), con el objetivo de implementar los principios y regulaciones que protegieran al interés público. Para implementar estos principios, la NGA crea a la Federal Power Commission (FPC) como la agencia administrativa responsable de cumplir su objetivo. Los lineamientos principales de la NGA de 1938 se conservan en algunas regulaciones vigentes en la actualidad.

El paso regulatorio mas importante de la NGA de 1938 se encuentra en la sección 7c, que les mandaba a los propietarios de los gasoductos obtener certificaciones previas a la construcción de nuevas líneas de transmisión, abandono de ductos

antiguos o proveer del servicio de transmisión a una determinada tarifa de transmisión autorizada.

Este proceso funcionó bien hasta que las fuerzas del mercado cambiaron la dinámica de la industria y marcaron la pauta para nuevos cambios.

4.1.2 La decisión Phillips

El mercado del gas natural disfrutó un periodo de crecimiento sustancial durante los años 40's y 50's, conforme la demanda industrial de gas natural se aceleraba debido a la segunda guerra mundial. Durante este tiempo, existían discrepancias entre la oferta y la demanda en las diferentes regiones geográficas debido al acceso limitado de los gasoductos y a las tarifas de transmisión reguladas. Los precios del gas natural fluctuaban ampliamente, y como resultado de todo lo anterior, los productores le pidieron a la FPC que estableciera control en los precios de exploración y producción, pero la FPC se resistió declarando que no era de su competencia ya que no servía al interés público. Las cortes no estuvieron de acuerdo con esta lógica, y en la decisión Phillips (1954), la Suprema Corte de Estados Unidos ordenó a la FPC que estableciera un control sobre los precios a pagar a los productores de gas natural. Adicionalmente, se le ordenó a la FPC que incluyera al segmento de exploración y producción en la sección 7c, que como se menciona anteriormente, contiene los procesos de certificación. La corte basó su decisión bajo la premisa de que no era posible controlar los precios al consumidor por parte de las compañías propietarias de gasoductos, si estas no podían controlar los precios de producción.

El efecto de esta regulación, desencadenó las dinámicas del mercado encaminadas a una eventual desregulación para ambos segmentos del mercado del gas natural.

4.1.3 Efectos de la decisión Phillips

La aparición de este fallo de la corte esencialmente permitió que el segmento de exploración y producción recibiera un predeterminado precio tope o máximo para su suministro de gas a los sistemas de distribución interestatales. Como resultado, las empresas de exploración y producción vieron limitado su potencial de máximas ganancias, y se vieron forzadas a buscar mercados alternativos para vender su gas.

Mientras tanto, el mercado del gas natural vio estancado su crecimiento durante este tiempo; el mercado intraestatal, que no se encontraba regulado, abarcó todo el crecimiento del mercado de gas natural (un gasoducto intraestatal es operado y localizado físicamente dentro del mismo estado, lo contrario que un gasoducto interestatal, que abarca dos o mas estados). Este cambio en el comportamiento del crecimiento del mercado del gas natural se dio por dos razones:

La primera y más importante, los precios en la cabeza del pozo en los ductos intraestatales no estaban regulados por la FPC, sino que entraban dentro de la jurisdicción del gobierno del respectivo estado. Y como los gobiernos locales no tenían la autoridad para imponer controles de precios, el precio del gas natural era libre de fluctuar de acuerdo a como lo pidiera el mercado. El mercado era muy competido debido a la fuerte demanda, y consecuentemente, los precios en la cabeza del pozo dentro de los sistemas intraestatales daban mayores ganancias a los productores.

La segunda razón, es que los productores ahorraban en gastos administrativos al vender su producto a los gasoductos intraestatales, evitando todos los gastos relacionados a cumplir con la sección 7c de la NGA (el proceso de cumplir requisitos y de aprobación tomaba de 6 a 18 meses). Finalmente, en los años 70's, se generaron reducciones del suministro de gas en la mayoría de los gasoductos interestatales, que servían al grandes áreas del mercado, amenazando la estabilidad de la industria interestatal de gas natural.

4.1.4 Acta de política de gas natural de 1978

En 1978, el Congreso de Estados Unidos revirtió la decisión Phillips, con la aprobación del acta de política de gas natural, que reformó los controles de los precios en la cabeza del pozo y delineó la necesidad de reestructurar el segmento de distribución y ventas hacia un acceso abierto a todas las áreas del mercado.

La NGPA estableció la Comisión Reguladora Federal de Energía, o por sus siglas en inglés, la FERC (Federal Energy Regulation Commission), como un organismo encargado de administrar y alcanzar los objetivos de la NGPA, los cuales eran incrementar el suministro en las líneas interestatales a través de una reforma en los controles de precios y fomentar un ambiente más competitivo en las regiones de consumo (áreas de mercado) a lo largo de los sistemas de gasoductos interestatales.

Para cumplir este primer objetivo, la FERC diseñó y estableció una fórmula que permitía aumentar a los precios en la cabeza del pozo. Esto subvencionó efectivamente los precios en la cabeza del pozo del gas natural, incrementando el costo pagado por los usuarios finales.

Como resultado del incremento de la demanda, los precios aumentaron, y continuaron incrementándose de manera continua, de acuerdo a las cantidades permitidas por la fórmula preestablecida de la FERC. Los productores fueron capaces entonces de incrementar la producción de gas natural y, conforme pudieron proyectar los incrementos futuros en los precios de acuerdo a la fórmula, por lo que aceleraron dramáticamente la perforación de nuevos pozos. Desde 1979 y hasta los primeros años de los 80's, más de 4,000 equipos de perforación operaban en los Estados Unidos, una cantidad sorprendente, comparada con los 450 equipos que operaban posteriormente, en 1996. Este "boom" del gas natural, mostró claramente que la FERC fue exitosa en cumplir el objetivo de estimular la oferta para corresponder a la demanda. Sin embargo, no fue del todo exitosa en completar el segundo objetivo, que era incrementar la demanda.

Debido a problemas jurisdiccionales y burocráticos, el acceso abierto al mercado, nunca se pudo materializar. El asunto principal era cómo reestructurar los servicios de las compañías de distribución para incrementar la competitividad en el mercado. Este asunto no fue resuelto sino hasta 10 años después.

Por otro lado, el negocio del segmento de la industria de exploración y producción, no pudo ser mejor, conforme se fue incrementando la producción, hasta que se dio una sobreoferta en el mercado de gas natural.

4.1.5 Ordenamientos 436 y 500

El esfuerzo más constructivo, por parte de los participantes del mercado y la FERC, para desregular y revitalizar la industria del gas natural, emergió en el formato de las ordenes de reglamentación de acceso abierto (FERC Open Access Rule Orders) 436 y 500. El concepto de los ordenamientos era permitir a las compañías de distribución, seguir comprando gas de los productores y venderlo al usuario final de la manera tradicional, pero también permitía a los productores y a los usuarios finales obtener contratos con los distribuidores, para la compra de capacidad de los sistemas de transmisión para su propio uso. La lógica era que los productores podían vender el gas directamente al usuario final, y al usuario final comprar gas directamente al productor, utilizando la capacidad contratada en los gasoductos para enviar el gas desde las áreas de producción, hasta las áreas del mercado.

Además, para poder anticipar los problemas administrativos de cuando y cuanto gas recibir y entregar, así como cómo identificar que volúmenes de gas pertenecen a quien, los ordenamientos proponen ciertos procedimientos para reservar capacidad y asignar los volúmenes de gas natural a ser enviados; estos procedimientos funcionaron bien, hasta que comenzaron a aparecer diferencias entre los volúmenes enviados y los volúmenes recibidos. Esta situación es conocida como desbalance y se resuelve mediante penalidades impuestas por los distribuidores si no son corregidas en un determinado periodo de gracia. Además de lo anterior, las ordenes 436 y 500 llevaron al desarrollo de nuevas estructuras tarifarias para los propietarios de los gasoductos, en las cuales se identifican diferentes niveles para los servicios de transporte. Como resultado de esto, los poseedores del gas, podían elegir un servicio de transporte más confiable que otro, o el tiempo a usar el servicio, dependiendo del costo que estuvieran dispuestos a pagar.

4.1.6 Mega-NOPR

El siguiente paso para obtener un ambiente de un mercado más abierto, se dio el 31 de Julio de 1991, cuando la FERC emitió un aviso conocido como NOPR, por las siglas de Notice of Proposed Rule-making, que abrió la discusión sobre cómo se debían reestructurar los arreglos con respecto a los servicios de forma que se pudieran conformar de acuerdo al comportamiento de la estructura de la industria y se mantuviera la competencia.

La frase "Mega-NOPR" se acuñó anticipándose al impacto que esta reestructura tendría en la industria, después de un largo proceso de dialogo y revisión, y finalmente, la Mega-NOPR se convirtió en la orden 636 de la FERC, reglamento de reestructuración, emitido el 9 de abril de 1992.

La orden 636 trajo consigo los conceptos de acceso abierto al mercado de las ordenes 436 y 500 y en general, subraya el proceso de identificar y separar los distintos servicios provistos por los propietarios de los gasoductos, permitiendo ser contratado de manera independiente uno de otro (a este proceso se le conoce como unbundling). Por otro lado, existe el proceso de agrupar todos los costos que incurren en el gasoducto, cobrando a todo aquel que envía gas, de igual forma, no importando el o los servicios que se estén usando (a este proceso se le conoce como bundling).

El objetivo de las ordenes 436, 500 y 636 de la FERC, no era cambiar los métodos físicos de transporte de gas natural, sino de reestructurar la actividad de los negocios y el grado de participación del mercado en los gasoductos interestatales. Con las restricciones regulatorias fuera del camino, como resultado de la desregulación, se asentaron los cimientos de uno de los incrementos más espectaculares en la industria de gas natural, como ningún otro producto.

4.2 Regulación del gas natural en México

4.2.1 La CRE

El Ejecutivo Federal promovió una iniciativa de Ley para llevar a cabo la reforma institucional, necesaria para apoyar el desarrollo del nuevo marco para la industria del gas natural. El objetivo principal de esta reforma institucional era definir y asignar claramente las funciones y atribuciones de las dependencias y entidades involucradas en el desarrollo del gas natural y la energía eléctrica.

Se fortalecieron las funciones de propietario de la Secretaría de Energía, encargada de definir la política energética del país; de la toma de decisiones relativas a la explotación del subsuelo acordes con los objetivos del Plan Nacional de Desarrollo, y de supervisar las operaciones de las entidades del sector. Pemex,

la Comisión Federal de Electricidad, y Luz y Fuerza del Centro conservaron sus funciones de operadores.

Las funciones de regulación se asignaron a la CRE a través de la expedición, en 1995, de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía. Esta Ley transformó a la CRE, de ser un órgano consultivo en materia de electricidad, como lo estableció su decreto de creación en 1993, a uno desconcentrado de la Secretaría de Energía, con autonomía técnica y operativa, encargado de la regulación de gas natural y energía eléctrica en México.

La redistribución de funciones entre las distintas dependencias y entidades permitió definir, para cada una de ellas, objetivos específicos que fueran congruentes con sus atribuciones respectivas.

4.2.2 Ley de la CRE

El Congreso de la Unión promulgó la Ley de la Comisión Reguladora de Energía en octubre de 1995. A partir de esa fecha, la CRE se constituyó como autoridad reguladora en la materia e inició un proceso de definición, organización y desarrollo institucional acorde a las funciones, atribuciones y responsabilidades otorgadas por el Congreso.

La Ley fortaleció el marco institucional, dio operatividad a los cambios legales y claridad, transparencia y estabilidad al marco regulador de la industria eléctrica y de gas natural. Así mismo, amplió la autoridad de la CRE en materia de gas natural y energía eléctrica y concentró en ella atribuciones que se encontraban dispersas en otros ordenamientos, dependencias y entidades.

4.2.3 Atribuciones e instrumentos de regulación

La Ley determina las actividades del sector público y privado que se encuentran sujetas a regulación. Las actividades reguladas definidas en la Ley de la CRE son las siguientes:

- El suministro y venta de energía eléctrica a los usuarios del servicio público.
- La generación, exportación e importación de energía que realicen los particulares.
- La adquisición de energía eléctrica para el servicio público.
- Los servicios de conducción, transformación y entrega de energía entre entidades que tienen a su cargo el servicio público, y entre éstas y los particulares.
- Las ventas de primera mano de gas natural y gas licuado de petróleo.
- El transporte y almacenamiento de gas natural que no estén relacionados con la explotación, producción o procesamiento.

- La distribución de gas natural.
- El transporte y distribución de gas licuado de petróleo mediante ductos.

Los principales instrumentos de regulación que la Ley brinda a la CRE son: otorgar permisos, autorizar precios y tarifas, aprobar términos y condiciones para la prestación de los servicios, expedir disposiciones administrativas de carácter general (directivas), arbitrar controversias, requerir información y aplicar sanciones, entre otros.

Además, la Ley establece disposiciones de carácter orgánico para la propia CRE. La Comisión se constituye como un órgano desconcentrado con autonomía técnica y operativa, cuyas decisiones son tomadas en forma colegiada por los cinco comisionados que la integran.

La CRE posee una serie de instrumentos, entre los cuales, están la regulación de precios en las diferentes actividades reguladas en el negocio del gas natural, como se puede observar en la siguiente tabla:

Tabla 22. Instrumentos de regulación de precios y tarifas de la CRE

INSTRUMENTO	ACTIVIDADES REGULADAS					
	Transporte			Distribución		
	Ventas de Primera Mano	Prestación de Servicios	Cargo por Conexión	Prestación de Servicios	Precio de Adquisición	Almacenamiento
Precio máximo de venta de primera mano	√					
Precio máximo de adquisición					√	
Ingreso máximo		√		√		
Lista de tarifas máximas aprobadas		√		√		√
Tarifas mínimas		√		√		√
Comparaciones con otros participantes			√		√	
Precios o tarifas convencionales	√	√		√		√

4.3 Precio del gas natural

En México, desde la expropiación de 1938, la empresa estatal Petróleos Mexicanos (PEMEX) ha sido la única autorizada para extraer los recursos del subsuelo. Entre los diversos productos de esta empresa, se encuentra el petróleo y el gas natural. Al mismo tiempo, sólo esta empresa puede hacer importaciones de gas natural. Así pues, PEMEX es la única empresa que realiza ventas de gas de primera mano en México, por lo que los precios del gas están regulados. Bajo la metodología aprobada en 1995 por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), el precio del gas vendido en el país está ligado al precio del gas prevaleciente en el sur de Texas.

Dado que los precios del gas en los distintos mercados nacionales están regulados, resulta interesante analizar si la metodología de precios que la CRE ha establecido para la venta de gas de primera mano es la adecuada en términos de bienestar social. En particular, es de interés analizar el uso de los precios del gas en los mercados del sur de Texas como referencia para regular los precios en nuestro país.

No existe consenso sobre la metodología que se debe de implementar para determinar el precio del gas natural; algunos países han optado por fijar el precio del gas natural que producen con base en tres aspectos: los costos de producción, los precios internacionales y los bienes sustitutos cercanos. Sin embargo, los mercados energéticos en México presentan dificultades particulares para regular los precios del gas debido a que hay una sola empresa (PEMEX) que produce conjuntamente petróleo y gas, por lo que no es posible asignar costos de producción para cada bien.

La mayor parte de la producción nacional de gas natural se realiza en Cd. Pemex, Tabasco, mientras que las importaciones de gas estadounidense se realizan en cinco diferentes puntos de la frontera norte del país: Naco, Sonora; Cd. Juárez, Chihuahua; Piedras Negras, Coahuila; Reynosa, Tamaulipas y Matamoros, Tamaulipas. Cabe mencionar que en Reynosa, además de importar, también se produce gas. El gas que hay en Cd. Juárez, la región de Burgos y Cd. Pemex se puede transportar a través del sistema de gasoductos mexicanos.

Las diferentes ciudades que consumen gas natural son abastecidas con gas proveniente de algunos de estos puntos. Por ejemplo, las ciudades de Chihuahua, Monterrey y Torreón consumen gas que proviene de Reynosa, mientras que Cd. Pemex suministra gas a Guadalajara, Veracruz y el Valle de México, entre otros.

Para establecer el precio del gas natural en cada punto que lo produce o lo importa, se utiliza la metodología autorizada por la CRE desde 1995 que regula los precios del gas en los distintos mercados nacionales. Los precios en cada punto de producción o importación sirven como precios de referencia (PR) para calcular

los precios al consumidor en otras ciudades, como se puede observar en la siguiente tabla:

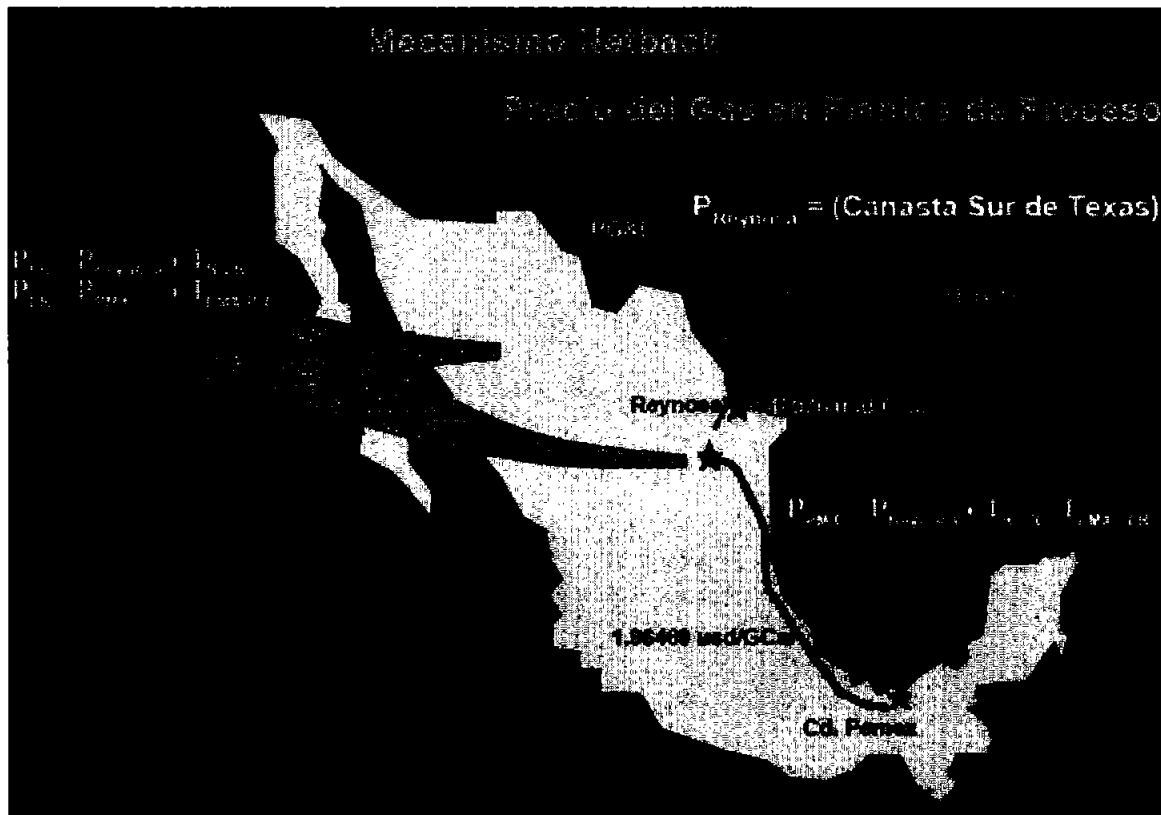
Tabla 23. Precios y tarifas reguladas por la CRE

Chihuahua, Monterrey, Torreón, Reynosa	PR+Tarifa de transporte+Costo de servicio+IVA	Reynosa
Madero, Guadalajara, Venta de Carpio, Poza Rica, Veracruz, Minatitlán, San Fernando, Salamanca, Valle de México, Apizaco, Mendoza, Cárdenas	PR+Tarifa de transporte+Costo de servicio+IVA	Cd. Pemex
Salmayuca	PR+Tarifa de importación+tarifa de transporte nacional+Costo de servicio+IVA	Cd. Juárez

En los puntos donde sólo existe gas importado, el precio prevaleciente es el precio de importación. Por otra parte, esta metodología establece como punto de arbitraje a Los Ramones, Nuevo León. Además, determina que el precio del gas en la región de Burgos es igual al promedio de los índices en los mercados del sur de Texas; por otro lado, menciona que el precio en Cd. Pemex se calcula a través de una fórmula en donde la suma del precio prevaleciente en Reynosa y el costo de transportar gas de Reynosa a los Ramones se le resta el costo de transportación entre Cd. Pemex y los Ramones.

La metodología empleada por la CRE para la determinación del precio del gas prevaleciente en Cd. Pemex (ver anexo 2) se le denomina regla de enlace hacia atrás, o netback, puesto que el precio en este punto está relacionado con el precio determinado en el mercado del sur de Texas (figura 33). De esta manera, resulta evidente que todos los precios de referencia en nuestro país están relacionados con los precios prevalecientes en Estados Unidos; así, dada la forma en que están regulados los precios en México, es claro que factores que repercuten en el precio de los mercados texanos de gas, también tienen efectos sobre los precios que pagan los consumidores de nuestro país.

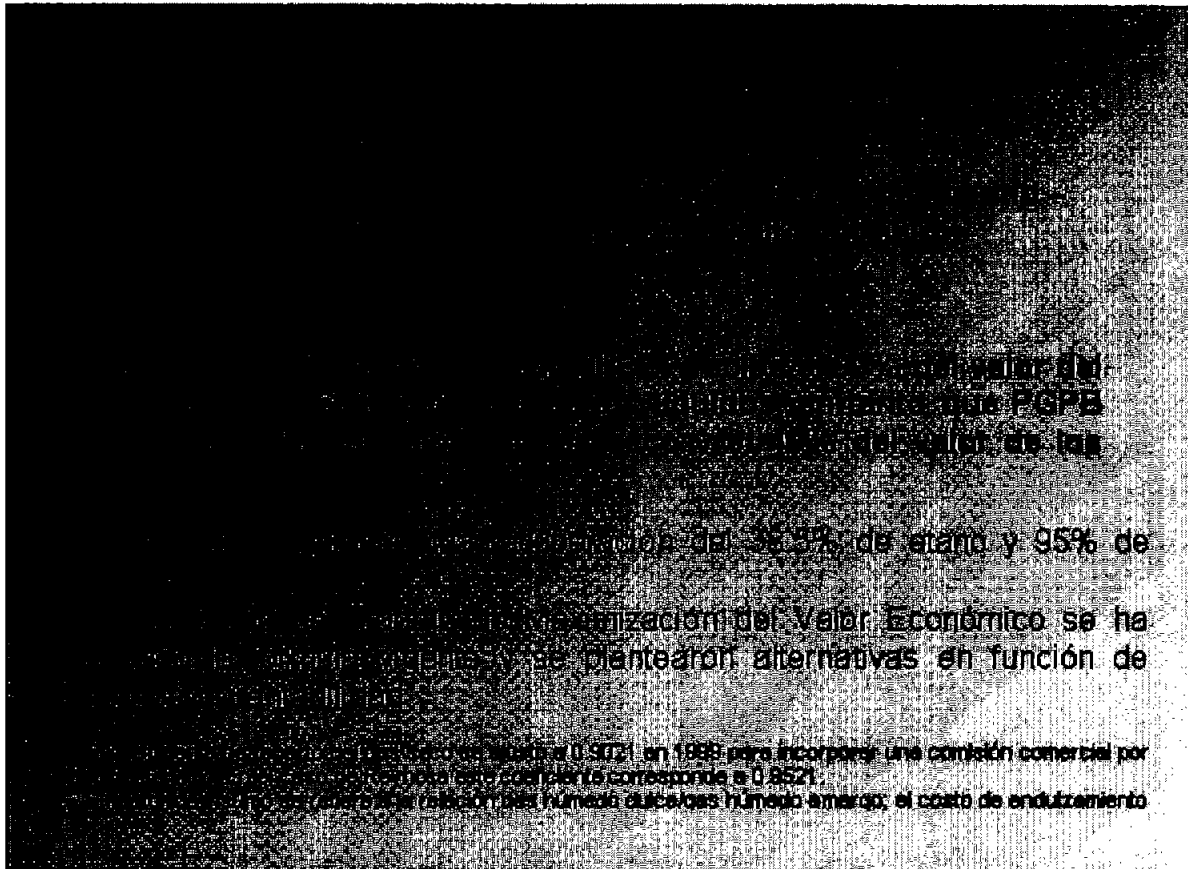
Figura 33. Mecanismo de Netback



Los mercados del sur de Texas representan puntos de comercio muy importantes para la determinación de los precios mundiales de gas; esto es, Estados Unidos es considerado un país grande en este producto, por lo que los factores que afecten los mercados estadounidenses pueden tener influencia en los precios al los que se realiza el intercambio de gas entre países.

Hay que destacar que existe una tarifa distinta para la venta de gas natural en México, que funciona como un precio Interorganismos, y esta estructurada de la siguiente forma:

Figura 34. Mecanismo de precios interorganismos para el gas natural



Bajo el esquema de precios interorganismos anterior, Pemex Gas y Petroquímica Básica recibe un beneficio, para contrarrestar las pérdidas que tiene debido a los precios que esta obligada a dar por las Regulaciones de la CRE.

El que la fórmula considere el 38.5% de etano y el 95% de propano no es válido en realidad, pero así es considerado por la razón mencionada anteriormente.

Al repartir un porcentaje del valor de los productos en el mercado, PGPB recibe la señal adecuada sobre la separación de las corrientes de mayor valor al participar del total de ingresos por este rubro. Si aumenta la recuperación de líquidos:

- Se incrementan los beneficios para ambas empresas,
- Se maximiza el valor económico de Pemex en su conjunto.

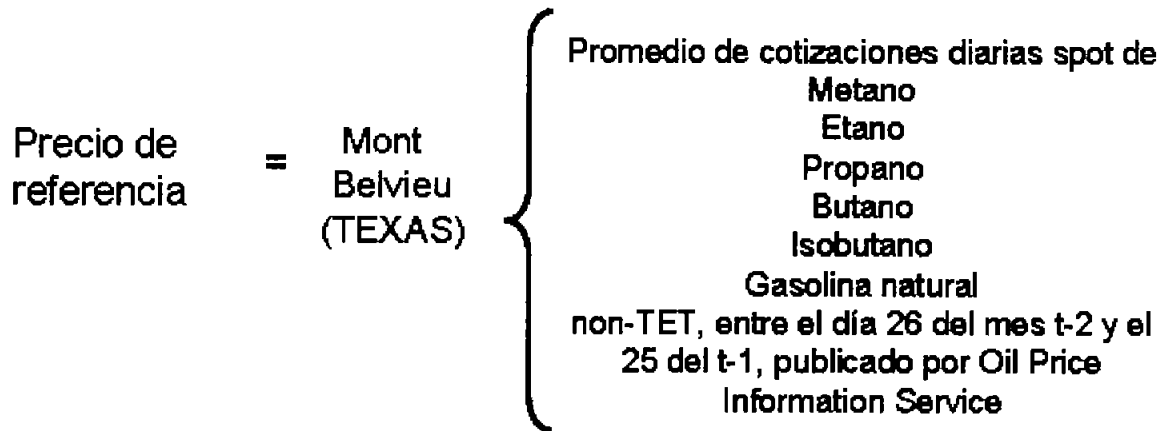
Dada la estructura y conformación de PGPB, que procesa y comercializa el gas natural y sus líquidos, le es atractivo el separar los líquidos del gas, los cuales comercializa a precios de mercado, compartiendo los riesgos de los mercados de gas y de los líquidos entre el productor y el procesador y compensando así las fluctuaciones de ambos mercados.

Al igual que en el gas húmedo, la fórmula de condensados se basa en la distribución de ingresos entre PEP y PGPB y es la siguiente:

$$\text{Precio de condensados} = \text{Valor de Líquidos} * \text{Reparto a PEP}$$

El reparto equivale al 23% del valor de los líquidos del gas recuperados, a favor del procesador (PGPB), y el restante 77% a favor del productor (PEP), y el valor del líquido toma como precio de referencia el valor de Mont Belvieu, como se muestra en la siguiente figura:

Figura 35. Construcción del precio de referencia para condensados



Capítulo 5: El mercado financiero del gas natural

5.1 Conceptos generales

5.1.1 Valor

Como cualquier otro artículo libremente comerciable, el gas natural tiene un valor monetario y utilitario. Ya sea quemado por un usuario residencial para proveer calor, o producido por una empresa de Exploración y Producción para venderse a cambio de dinero, el gas natural es un artículo valuable (commodity). A final de cuentas, no le serviría a nadie si no tuviera cierto tipo de valor. El valor utilitario del gas natural es el de un combustible que puede ser usado para generar calor para diferentes usos.

En Estados Unidos, el valor del gas natural se deriva de su valor de contenido de calor, expresado en Btu, en otros países se utilizan los gigajoules.

A pesar de que es variable dependiendo de la región donde es producido el gas, el contenido energético en Btu es considerado equivalente después de que ha sido procesado y ha entrado en el sistema principal de gasoductos.

Volumétricamente el gas natural es medido en pies cúbicos por cada 24 horas de flujo y consecuentemente se ha adoptado una conversión estándar en la que un pie cúbico equivale a 1000 Btu, lo cual permite que el gas natural pueda ser vendido en términos de su valor en Btu.

5.1.2 Valor percibido vs. valor del mercado

El valor monetario del gas natural se refleja en términos de su precio. El precio del gas natural, de igual forma que cualquier otro artículo comerciable, fluctúa cuando el valor percibido del producto cambia. La diferencia de opiniones entre compradores y vendedores sobre cual debería de ser el valor percibido de un producto es lo que constituye a un mercado. El valor percibido de un producto es el valor que alguien piensa que este debería de tener. El precio o el valor en el mercado, es un reflejo de lo que la mayoría de los involucrados en el mercado perciben que es el valor del producto y es lo que vale en realidad el producto en un momento específico del tiempo.

El balance de la oferta y la demanda de cualquier producto o bien, se mueve constantemente hacia un equilibrio o desequilibrio como resultado de los cambios de opinión de la mayoría de los participantes del mercado con relación al valor

percibido del producto; por ejemplo, si el valor percibido del gas natural es mayor que el precio actual, los compradores que compartan esta opinión, comprarán a precios actuales y continuarán comprando hasta que el precio aumente y llegue al valor que ellos perciben que debe de ser. De manera similar, si el valor en el mercado es mayor que el que la mayoría de los participantes del mercado perciben que debe de ser, los vendedores que compartan esta opinión comenzarán a vender a precios actuales y continuarán vendiendo a precios más bajos, hasta que el valor del mercado caiga hasta su valor percibido.

Aquí es donde la presencia de compañías comercializadoras es muy apreciada, debido a que ellos se encargan de compensar las discrepancias entre los participantes del mercado y de la oferta y la demanda, llevando el mercado hacia un equilibrio.

Como resultado, las compañías comercializadoras dan cierta estructura u organización a este concepto y ayudan a mantener un orden en el mercado.

5.2 Precios y comercialización

5.2.1 Formato del precio

El formato de precio estándar para el gas natural se da en dólares y centavos por cada MMBtu fluyendo en una base diaria. Por ejemplo, la siguiente es una típica transacción acordada entre un comprador y un vendedor: “acepto pagar \$2.10 por 10,000 MMBtu por día de lunes a viernes”. El comprador está acordando la compra de 10,000 MMBtu por día aun precio de \$2.10 por MMBtu, para cada día de lunes a viernes. El tamaño total de la transacción es de 50,000 MMBtu por un costo total para el comprador de \$105,000. A pesar de que el comprador y el vendedor están negociando 10,000 MMBtu por día a un precio basado en MMBtu ellos hablarán en términos de volumen cuando están negociando. Esto es, 10,000 MMBtu/d son el equivalente a 10 MMpc/d. La razón por la que aún se negocia de esta forma es que originalmente la negociación se daba en términos de volumen y por costumbre, aún se conserva esta forma de hablar en el negocio de la comercialización del gas natural.

5.3 El mercado de gas natural (diario)

En el mercado diario de gas natural los compradores y los vendedores aún conducen la mayoría de sus transacciones por vía telefónica. Los EBBs (Electronic Bulletin Boards), o boletines electrónicos, se han establecido recientemente, y es en donde las transacciones físicas se pueden llevar a cabo de forma más controlada y más simple. Los comercializadores de gas natural tienen una lista de contactos con los cuales negocian contratos para un gasoducto en particular, en un punto específico y en una región del país designada.

Es a través de estos contactos, que la mayoría de las transacciones se realizan y la información del mercado es diseminada.

5.3.1 Bidweek

A pesar de que el mercado diario es muy activo, la mayoría de las negociaciones ocurren durante la última semana de cada mes. Este periodo de tiempo es conocido en la industria como bidweek. Es el periodo de tiempo en el cual los participantes del mercado compran y venden la mayor parte de sus requerimientos y volúmenes disponibles de gas para el siguiente mes. A pesar de que las transacciones se realizan en una base diaria, o en términos de volumen diario, la práctica común en la industria es negociar un mes a la vez. Durante la bidweek, los volúmenes de negociación son muy grandes debido a que los productores tratan de vender su oferta principal, y los usuarios tratan de comprar su demanda principal. El término principal se refiere a que la oferta o la demanda es 100% confiable para cada día del mes completo.

5.3.2 El precio en el mercado

A pesar de que existen diferentes estructuras para establecer el precio, la más común es el precio fijo. Desde 1990 y en cierto grado a la fecha, los compradores y vendedores usan el teléfono para consultar el precio con otros comercializadores. Así, un vendedor tendrá que consultar a varios compradores potenciales, para determinar un precio general que estén dispuestos a pagar, y cuando él se sienta confiado en que ha realizado suficientes consultas, habrá determinado un precio del mercado en dicho momento. Este método se conoce como descubrimiento del precio, y es usado en general, para determinar precios en negociaciones para periodos cortos de tiempo.

El mercado diario o spot para el gas natural, es el más activo. Como tal, el descubrimiento del precio para el mercado spot solo requiere unas cuantas

llamadas telefónicas, debido a que los precios estarán muy cerca; es decir, tendrán un grado de dispersión muy bajo.

5.4 Riesgo en productos derivados

5.4.1 Productos derivados

En términos financieros, ha surgido un creciente interés por el tema de los productos derivados, la mayor parte de los contratos que operan ahora en los mercados no existían hasta hace sólo 20 años.

En la actualidad prácticamente ningún individuo, empresa, gobierno o proyecto con enfoque de negocios escapa a los fuertes impactos que provocan las fluctuaciones de los tipos de cambio, tasas de interés y precios de materias primas, entre otras variables.

Un instrumento derivado, es cualquier instrumento financiero cuyo valor es una función que se deriva de otras variables que, en cierta medida, son más importantes.

Un producto derivado es un activo financiero que tiene como referencia un activo subyacente.

Con base en las definiciones anteriores, se puede decir que los instrumentos financieros derivados son contratos cuyo precio depende del valor de un activo, comúnmente denominado el "bien o activo subyacente" de dicho contrato.

Los activos subyacentes pueden ser a su vez instrumentos financieros, por ejemplo, una acción individual, una canasta de acciones o un instrumento de deuda; también pueden ser bienes como el oro o productos como el petróleo, o indicadores como un índice bursátil e incluso el precio de otro instrumento derivado.

Su finalidad es reducir el riesgo que resulta de movimientos inesperados en el precio del bien subyacente entre los participantes que quieren disminuirlo y aquellos que desean asumirlo. En el primer caso se encuentran los individuos o empresas que desean asegurar el precio futuro del activo subyacente, así como su disponibilidad, mientras que en el están los individuos o empresas que esperan obtener una ganancia que resulta de los cambios en el precio del activo subyacente.

Los productos derivados internacionales son: las opciones, los futuros, los forwards, los swaps y algunas combinaciones entre éstos, que se utilizan para fines de cobertura del riesgo o especulación en los mercados.

El crecimiento de estos mercados se debe principalmente a tres factores:

- a) La fluctuación de los precios de materias primas, tasas de interés, tipos de cambio y títulos accionarios se incrementó sustancialmente durante la década de 1980, que fue, como se recordará, uno de los periodos más volátiles de la historia. Durante los últimos años la volatilidad de estas variables ha obligado a los agentes económicos a reducir sus riesgos mediante la participación en los mercados de derivados.
- b) Los avances tecnológicos en telecomunicaciones y sistemas de información automatizados han permitido la globalización de los mercados financieros. En la actualidad, billones de dólares se mueven de un país a otro en cuestión de segundos, no sólo para obtener los mejores rendimientos de los recursos invertidos, sino para cubrir el riesgo inherente a la inversión de dichos recursos.
- c) Los hombres de negocios contemporáneos están cada vez más concientes de que para ser más competitivos y poder integrarse a las nuevas oportunidades de un mercado globalizado e integrado, es necesario medir y administrar sus riesgos, fijando las variables que afectan su flujo de efectivo. De hecho, el nuevo concepto de "hacer negocios" consiste en comprar o vender un producto, fijando por anticipado el precio del mismo (o su margen financiero) en el momento más rentable, para asegurar ganancias esperadas.

Por otra parte, es importante aclarar que la existencia de un mercado de derivados se debe a cinco razones principales:

- a) Cobertura de riesgos (Hedging). Se refiere a la habilidad de una persona, física o moral, para minimizar los riesgos inherentes a las fluctuaciones en el precio de títulos de deuda (tasas de interés), tipos de cambio o precios de materias primas o productos básicos (commodities), mediante el uso de productos derivados.
- b) Determinación de precios. A través de este mercado, los precios se forman eficientemente y llegan a un equilibrio de acuerdo con las fuerzas de la oferta y la demanda.
- c) Diseminación de precios. Por medio de las bolsas de futuros o de opciones, la comunicación de precios a todos los participantes del mercado es inmediata; por tanto, se conocen en todo el mundo en sistemas de tiempo real.
- d) Niveles de endeudamiento. Los productos derivados resultan mucho más baratos que otros instrumentos debido al endeudamiento que tienen implícito.

Es decir, con un monto mucho menor al valor nominal, es posible comprar estos instrumentos.

- e) Canales de distribución alternos. Especialmente es en el caso de los commodities, el productor puede entregar su producto a los almacenes reconocidos por las bolsas de futuros y que están determinados en el contrato negociado. No obstante esta característica, debe señalarse que sólo el 3% de las transacciones de futuros culminan en la entrega física del producto.

Es prudente señalar que para que un mercado de futuros tenga éxito, es necesaria la existencia de un mercado de físicos o spot de libre competencia y ordenado, de tal suerte que el comportamiento de los precios en el mercado de físicos está vinculado con los precios en un mercado de futuros.

5.4.2 Valuación de productos derivados

Al proceso de reducir o eliminar el riesgo de mercado en un instrumento o portafolios a través de una o varias transacciones en los mercados se le conoce como cobertura o hedging.

Para determinar el valor de un producto derivado se necesita construir un portafolios (el portafolios de cobertura) que elimine los riesgos que presenta el producto derivado en cuestión. En particular, se requiere que el portafolios de cobertura replique el mismo patrón de rendimiento del producto derivado, de tal suerte, que desde el punto de vista del inversionista, las dos alternativas (el portafolios de cobertura y el producto derivado) sean exactamente lo mismo.

En este punto vale la pena definir el concepto de "arbitraje". Si el portafolios de cobertura y el producto derivado generan el mismo rendimiento, entonces ambos deben tener el mismo valor o precio. Si tuvieran diferentes valores en el mercado, se presentaría una oportunidad de arbitraje; es decir, el inversionista podría vender el producto "caro" y simultáneamente comprarlo "barato", obteniendo una ganancia sin correr riesgo.

Por ese motivo, el valor de un producto derivado debe ser igual al costo de construir un portafolios de cobertura. Por ejemplo, supongamos a un inversionista que vende un forward sobre una acción a un año. El inversionista se compromete de esta manera, a entregar acciones dentro de un año y recibir el pago de dichas acciones a un precio pactado en el presente. Siendo 100,000 las acciones que contempla el contrato del forward.

Para determinar el precio del forward sobre acciones, es preciso examinar el costo de construir un portafolios de cobertura. Se debe diseñar una transacción que cancele el riesgo del forward. Una forma de hacerlo es comprando las 100,000 acciones ahora y mantenerlas un año para entregarlas al vencimiento del contrato del forward. ¿Cuál es el costo de esta operación?

Suponiendo que el precio de la acción es de \$100, significa que se tendrán que invertir \$10'000,000 al momento (100,000 acciones x \$100/acción).

Estos \$10'000,000 tienen un costo de oportunidad; es decir, en lugar de comprar las 100,000 acciones ahora, podrían invertirse en otras opciones que generen un interés. En otras palabras, el inversionista tendría que pedir prestado para realizar dicha adquisición. Si la tasa de interés que se tendría que pagar por el préstamo es del 10%, entonces el costo de construir un portafolios de cobertura para esta transacción es de \$110. Por tanto, el precio del forward sobre acciones debe de ser \$110 por acción.

En caso de que la acción pague un dividendo, entonces el precio del forward debe ser ajustado por el pago de dicho dividendo. Si el dividendo es de \$5, entonces el precio del forward debería ser \$105 por acción.

Como se puede ver, el precio teórico de cualquier producto derivado (forward, opción, swap o cualquier combinación de éstos) está dado por el costo de construir un portafolios de cobertura que elimine el riesgo de mercado de dicho producto derivado.

5.4.3 Contratos de forwards y futuros

Un contrato de forward o futuro es un acuerdo entre dos partes para comprar-vender un bien denominado subyacente en una fecha futura especificada y a un precio previamente acordado. Es decir, la operación de compra-venta se pacta en el presente, pero la liquidación (entrega del bien y del dinero en efectivo) ocurre en el futuro.

La diferencia entre un futuro y un forward consiste en que el primero es un contrato estandarizado que se cotiza en una bolsa organizada y en el cual se especifican la calidad, la cantidad y la entrega del producto, así como la vigencia del acuerdo (el precio del contrato se determina en función de las fuerzas del mercado); mientras que el segundo, es un pacto bilateral fuera de la bolsa (extrabursátil) y por tanto, las características de la operación se determinan únicamente entre ambas partes (comprador y vendedor).

Futuros

- Contrato público entre una compañía y un Intercambiador.
- Ejecutado a través de Brokers.
- Se debe de pagar una tarifa a los Brokers.
- Puede involucrar la entrega física.
- Contrato limitado al intercambio de un volumen, calidad, lugar y duración especificados.

Forwards

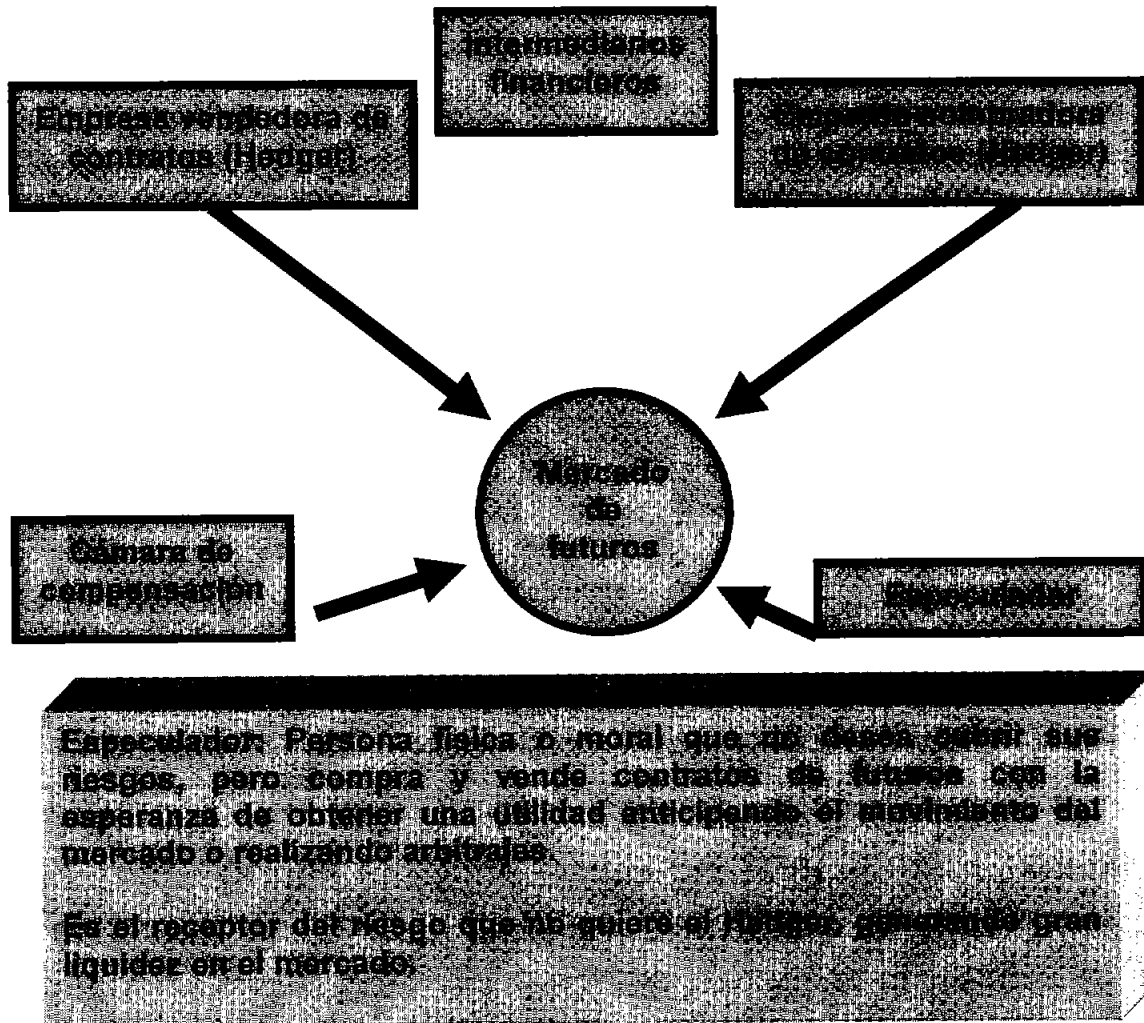
- Contrato privado entre 2 compañías.
- Puede ser ejecutado directamente entre ambas partes.
- Tarifa de Broker negociable.
- Generalmente no involucra la compra o entrega física.
- El contrato se ajusta a las necesidades del cliente.

En los contratos de futuros, las operaciones deben liquidarse a través de una cámara de compensación, que elimina el riesgo de la contraparte.

Es necesario tomar en cuenta que en los mercados de futuros, en ningún momento desaparece el riesgo inherente a la fluctuación de precios, sino que simplemente, este es transferido de los inversionistas (que buscan la cobertura del riesgo), a los especuladores (que buscan realizar ganancias extraordinarias en función del riesgo que estén asumiendo). Los inversionistas juegan un papel fundamental en los mercados de futuros y opciones, ya que proporcionan la liquidez necesaria para realizar operaciones fluidas en el mercado.

Los principales participantes de un mercado de futuros, son los siguientes:

Figura 36. Participantes en el mercado de futuros



En el caso de un futuro, la fórmula de valuación es la siguiente:

$$F = S \left(1 + r \frac{t}{Base} \right)$$

Donde S es el valor del bien subyacente y r la tasa de interés ajustada al plazo del contrato (la base es 360 o 365 días). Por ejemplo, si se desea conocer el valor de un contrato de futuro de una acción en el mercado que tiene un precio de \$40, un plazo de tres meses y una tasa de interés doméstica del 15%, se tiene:

$$F = \$40 \left(1 + 0.15 \times \frac{90}{360} \right) = \$41.50$$

Que representa el costo del futuro bajo las especificaciones anteriores

5.4.4 Contratos de opciones

Los contratos de opciones se diseñaron para que el comprador de la opción se beneficie de los movimientos del mercado en una dirección, pero no sufra pérdidas como consecuencia de movimientos del mercado en la otra dirección. Una opción le da al tenedor el derecho pero no la obligación de ejercer el contrato (comprar o vender el bien subyacente). Existen dos tipos de opciones: de compra (call option) y de venta (put option), las cuales se definen a continuación:

Una opción de compra es:

- El derecho de comprar en una fecha futura, una cantidad específica de un bien denominado subyacente, a un precio previamente determinado denominado (precio de ejercicio), durante la vigencia del contrato.

La opción de compra garantiza al tenedor el derecho de la opción, pero no le impone una obligación.

Una opción de venta es:

- El derecho de vender en una fecha futura, una cantidad específica de un bien denominado subyacente, a un precio previamente determinado denominado (precio de ejercicio), durante la vigencia del contrato.

En primera instancia, el concepto de opciones es confuso, aunque por otro lado, es fácil de entender la noción de comprar una opción (confiere el derecho de comprar el bien subyacente en una fecha futura). Si se puede comprar una opción, también puede venderse. Si el precio del bien subyacente en el mercado es suficientemente alto (por arriba del precio de ejercicio), el derecho será ejercido y la ganancia para el comprador será la diferencia entre el precio del bien subyacente y el precio de ejercicio.

Sin embargo, el concepto de las opciones de venta es más complicado, ya que dichas opciones también pueden ser adquiridas y vendidas. El comprador de una opción de venta adquiere el derecho de vender el bien subyacente. Este derecho será ejercido si el precio del bien subyacente en el mercado es suficientemente bajo (por abajo del precio de ejercicio) y la ganancia para el tenedor de la opción será la diferencia entre el precio de ejercicio y el bien subyacente.

De hecho, se podría afirmar que los contratos de opciones son similares a los contratos de futuros, pero con la diferencia fundamental de que en éstos últimos ambas contrapartes tienen, en todo momento, la obligación de realizar la operación de compra-venta en el futuro, mientras que en el caso de las opciones, el tenedor adquiere el derecho pero no la obligación de realizar la operación en el futuro. En ese sentido, puede afirmarse que los contratos de opciones tienen más flexibilidad que en el caso de los futuros y, por tanto, son mejores.

Los contratos de opciones contemplan un precio de ejercicio del bien subyacente, un periodo de expiración para ejercer los derechos del contrato y a su precio se le denomina prima. Dicha prima estará en función del periodo de expiración del contrato, de la volatilidad de los rendimientos del bien subyacente, de la relación entre el bien subyacente y el precio de ejercicio y de la tasa de interés libre de riesgo, principalmente.

Para adquirir una opción, el tenedor tendrá que pagar al vendedor una prima, cuyo valor es muy inferior al monto notional. El vendedor, por su parte, recibirá la prima y no la devolverá al comprador en ningún caso. Si el comprador no ejerce su derecho, perderá la prima.

5.5 El gas como producto derivado

Como se ha mencionado anteriormente, en términos financieros, un producto derivado o "derivative", es un instrumento de negocios y generalmente se comercializa sobre el mostrador, es decir, mediante papeles y no como una transacción física, y a diferencia del respectivo bien subyacente que representa el producto derivado, este último es preferido como una herramienta de negocios debido a su capacidad para ser manejada en la bolsa de valores.

En el mercado de productos primarios, como el del gas, un hedge, es una transacción que se realiza con el propósito de proteger el valor del producto de la fluctuación de precios, trasladando este riesgo a otros productos financieros alternativos relacionados. Por ejemplo, un productor de gas natural, preferirá protegerse contra la fluctuación del precio del gas, vendiendo contratos futuros, en caso de que el productor haya estimado una baja en los precios del gas. De manera similar, los usuarios finales, prefieren comprar contratos futuros, asegurando el precio del gas actual, y esperando que el precio del gas aumente en un futuro.

5.5.1 Futuros

En abril de 1990, el NYMEX (New York Mercantile Exchange) introdujo y comenzó a realizar transacciones con contratos futuros de gas natural, para Henry Hub, en Louisiana, como punto de entrega, y en agosto de 1995, el KCBT (Kansas City Board of Trade) comenzó a realizar transacciones de futuros de gas natural para Waha Hub, en el oeste de Texas, como punto de entrega. Los puntos de entrega de estos dos contratos, fueron escogidos basados en el gran volumen de negociaciones y la gran volatilidad de los precios en dichos puntos. La introducción de estos contratos futuros, proporcionó al mercado una manera

eficiente de ajuste de precios, así como nuevas formas de comercializar el gas natural.

5.5.2 Contratos Futuros

Los futuros son un tipo de producto derivado utilizado en el mercado financiero. En términos de gas natural, un contrato futuro es un documento negociable que da derecho al comprador, de reclamar una entrega física del gas que se pactó con el vendedor, en un punto de entrega y en una fecha acordada, y de la misma forma, faculta al vendedor a entregar el gas al comprador bajo las mismas condiciones. Debido a que es un contrato negociable (puede ser comprado o vendido en el mercado), su valor (precio) se deriva del bien subyacente (el gas) que representa. Una característica común entre todos los contratos futuros, es que todos son contratos estandarizados. Cada contrato futuro representa la misma cantidad y calidad del bien subyacente, valuado en el mismo formato de precio, y a ser entregado en el mismo sitio de entrega. Además, la fecha de entrega y recibo es la misma para todos los contratos negociados para un mes en particular. El único elemento de estos contratos que puede cambiar cuando es comprado y vendido, es el precio del contrato.

5.5.3 Fecha límite de los Futuros (deadline)

Los contratos futuros de gas natural se negocian de lunes a viernes, excepto por días de asueto. Los contratos futuros en el NYMEX comienzan a las 9:00 a.m. y cierran a las 2:10 p.m., sin importar si es la fecha de expiración o no. Los contratos de gas natural en el NYMEX expiran 6 días naturales antes del inicio de cada mes.

Los contratos futuros de gas natural no solo sirven para descubrir el precio, como herramienta de cobertura de riesgo, o como un vehículo para especular, sino que también representa una confiable fuente de suministro para el mercado del gas. Debido a que un futuro representa la propiedad de un cierto volumen de gas a una cierta fecha en el futuro, cuando esa fecha se cumpla, el comprador del futuro, tiene la obligación de tomar o recibir el volumen de gas que este adquirió, en el punto donde fue acordada la entrega. De la misma forma, el que vendió el futuro, tiene la obligación de entregar el volumen de gas acordado, en la fecha acordada y en el punto de entrega acordado, al comprador.

5.5.4 Índices

Una estructura de precio frecuentemente usada en la industria de gas natural es el precio índice, que es un precio que representa el precio fijo negociado más común en un cierto punto durante la bidweek. Los índices para los distintos puntos de negociación se dan a conocer el primer día de cada mes en distintas publicaciones

que encuestan a los participantes del mercado para obtener información de los precios durante la bidweek. La publicación a la que más comúnmente se hace referencia, es el "Inside FERC Gas Market Report".

Un índice es típicamente identificado primero por el gasoducto, y luego, por una región de producción o consumidora; por la localización específica, si existen muchos puntos de negociación en ese gasoducto en particular, que se denota por el nombre de la estación de medición; por la zona a la cual pertenece la estructura de la tarifa por transporte correspondiente al gasoducto en particular; o el estado por el cual el gasoducto inicia, termina, o atraviesa.

Debido a que el índice para un punto de comercialización es en teoría el valor del mercado para un cierto mes, muchos compradores y vendedores aceptarán realizar sus transacciones a dicho precio cuando ha sido establecido. Las dos partes acuerdan durante la bidweek que el pago de la transacción estará basado en el precio índice, mas o menos un descuento o sobreprecio que negociarán. Esta forma de fijación de precios es muy común entre los productores, ya que estos prefieren vender la mayor parte de su producción al precio índice del mercado o por arriba de este cada mes, y el resto de su producción, a precios fijos que ellos consideran que estarán por encima del índice una vez publicado.

5.5.5 Comprando y vendiendo gas a precios índice

La obtención de una ganancia mediante la comercialización de gas natural a precios índices, es mucho más difícil que haciendo negociaciones a precios fijos, debido a que el mercado de índices es mucho menos volátil que el de precios fijos. Esto es porque como ya se explicó anteriormente, el precio índice es considerado como un promedio flotante de los precios fijos negociados en la bidweek (Inside FERC determina el precio índice para un punto particular como el precio modal, y no como una verdadera media o promedio).

Esta diferencia en la volatilidad de los precios, es lo que constituye a los índices, como una herramienta de administración de riesgo, y permitiendo que existan oportunidades de negocios, dependiendo del grado de riesgo que una compañía este dispuesta a tomar, para obtener un retorno de su inversión.

El enfoque que entra en medio del espectro de riesgo, es la combinación de ambos métodos, es decir, comprando en gas a precio índice, y vendiéndolo a precio fijo, o comprando a precio fijo y vendiendo a precio índice, y de esta forma, el riesgo asociado al precio fijo, se ve atenuado, por la mínima fluctuación del precio índice.

5.5.6 Swaps

Un Swap puede ser definido como un acuerdo entre dos partes para intercambiar, en una fecha futura, un producto físico o financiero, por otro.

Figura 37. Mecánica de un Swap genérico



Trading Natural Gas, Strum, Fletcher J., 1997

Por ejemplo, para el caso del mercado físico de gas natural, supongamos que un comercializador encuentra una oportunidad de vender gas en Louisiana el próximo mes. Realizando varias llamadas telefónicas, el comercializador encuentra que solo existe un vendedor en Louisiana. El vendedor, por otro lado, no le venderá su producto en Louisiana, a menos que el comercializador acepte venderle la misma cantidad de gas en West Texas para poder abastecer a un nuevo cliente industrial. Después de numerosas llamadas telefónicas, el comercializador descubre un vendedor de gas en West Texas, y entonces, el comercializador le propone un swap físico de gas con el vendedor de Louisiana. El productor acepta, y el comercializador contacta al vendedor de gas en West Texas, y le compra el volumen acordado. El comercializador entonces lo transfiere al productor de Louisiana, y en retorno, recibe el gas que inicialmente requería en Louisiana.

5.5.7 Definición de los Swaps financieros

Un swap financiero es otro tipo de producto derivado, que obtiene su valor del precio o precios de uno o más productos financieros, como contratos futuros o índices. Un swap financiero involucra el intercambio de pagos entre dos partes, uno se negocia a un precio fijo cuando se acuerda el swap, y otro se establece por una tercera parte que se supone ser imparcial, a una fecha futura.

En el momento en el que se acuerda el swap, los dos pagos son considerados equivalentes en valor.

Mediante el uso de swaps, los comercializadores de gas natural pueden convertir una forma de establecimiento de precios en otra, eliminando las discrepancias entre las diferentes estructuras de establecimiento de precios. Esto se logra mediante el intercambio (swapping) con otra parte del flujo de efectivo de un formato de precio por otro flujo de efectivo correspondiente a otro formato de precio.

5.5.8 Swaps Futuros

A diferencia de los contratos futuros, los swaps futuros, son convenios en los que al alcanzarse la fecha de expiración, se debe de realizar el swap entre ambas partes en la fecha establecida; es decir, se realiza el intercambio de pagos y no existe una entrega o recepción del producto físico.

La mecánica de los swaps futuros es muy simple. El comprador paga un precio fijo, y en retorno, recibe el L3D (promedio simple de los precios de futuros en los últimos tres días) del vendedor. Como tales, los swaps futuros son frecuentemente usados en vez de los contratos futuros, debido a que el efecto de cambio en el precio fijo tendrá impacto en el del swap, dando el mismo resultado que si el contrato futuro hubiese sido vendido o comprado.

5.5.9 Basis Swaps

En el mercado de gas natural, basis es la diferencia de valor del gas entre un punto de entrega y otro. La referencia estándar cuando se calcula un basis diferencial de un punto de entrega a otro, es el punto de entrega para el contrato futuro de gas natural.

El mercado de los basis swaps es donde los comercializadores pronostican cual será el basis diferencial para un índice en particular, y entonces compran y venden basis swaps, tal y como los comercializadores de futuros tratan de predecir el precio de los contratos futuros en precio fijo para el siguiente mes de negociación.

Los basis swaps son también productos derivados, y como tales, su precio se basa en dos productos financieros subyacentes: el precio índice y el precio de los contratos futuros. En este caso, el comprador realiza un pago a precio fijo al vendedor, y a cambio, recibe un pago flotante. El componente principal del precio flotante es el índice para un sitio en particular.

Sus aplicaciones pueden ser para la determinación de precios y como herramienta de administración del riesgo.

5.5.10 Index Swaps

Los swaps financieros usados en el mercado de gas natural tienen propiedades algebraicas e identidades (similares a las ecuaciones matemáticas), que permiten manipularlos para producir otros tipos de swaps, o simplificar las estructuras de fijación del precio del gas natural. Los index swaps entran dentro de esta categoría.

Un index swap es la combinación de otros dos swaps, los swaps futuros y los basis swaps. En formato algebraico, los index swaps se definen así:

$$\text{Index swap} = \text{Swap Futuro} + \text{Basis Swap}$$

Esto es, el efecto deseado de comprar un swap futuro y comprar un basis swap para un sitio en particular, puede llevarse a cabo simplemente comprando un index swap para ese sitio en particular.

Los index swaps, son los swaps mas simples que existen para gas en la actualidad.

5.5.11 Swing Swaps

En el mercado físico, una transacción swing es la compra o venta bajo un contrato interrumpible que es renegociado (en términos de precio y volumen) día a día. Este tipo de transacciones son extremadamente populares y constituyen el grueso de las actividades comerciales en el mercado de gas natural diario. Sin embargo, en ocasiones los clientes deciden pasar en el transcurso del mes sus transacciones en base firme. La determinación de precios para tales movimientos es muy difícil. Por tanto, el proceso es complicado y muy riesgoso. La aparición de los swing swaps trajo consigo nuevos instrumentos comerciales y de control de riesgo para el mercado de gas natural.

Un swing swap es un index swap que hace referencia al promedio de los índices publicados en el "Gas Daily" como un precio flotante, en vez de la referencia común de los índices publicados por el "Inside FERC Gas Market Report".

El "Gas Daily" publica un rango de precios alto-bajo, para los mismos puntos que el IFGMR (este último publica índices mensuales).

El comprador de un swing swap típicamente paga a precio fijo, y recibe al precio del índice diario, o al promedio de los índices diarios de la posesión del swap.

Los swing swaps se utilizan para cubrir el riesgo (hedge) de las transacciones a precio fijo, en la determinación de los precios, y en la especulación de los precios en el mercado diario de gas. En otras palabras, un swing swap es esencialmente un swap futuro del cual su valor se deriva de los precios fijos del mercado físico, durante un mes dado, en vez de contratos futuros para un mes dado.

5.5.12 EFP's

El intercambio de futuros por físico (de aquí en adelante, se hará referencia a este término por sus siglas en ingles EFP -Exchange of Futures for P hysical-) es un arreglo contractual entre dos partes, las cuales acuerdan que una de ellas dará contratos futuros a la otra, y a cambio recibirá gas (físico) a cambio. Cuando se negocia un EFP, ambas partes deben de acordar lo siguiente:

- Precio acordado – El precio al que los contratos futuros serán transferidos de una cuenta a otra.
- Diferencial – La diferencia en el valor, si existe, entre los contratos futuros y el gas (físico).
- Punto de entrega – El sitio donde una de las partes va a entregar y la otra recibir el gas (físicamente).
- Tamaño – El volumen diario de producto comprado/vendido y, equivalentemente, el número total de contratos futuros a intercambiar.
- Precio de facturación – Es el precio pagado por el comprador al vendedor por el gas (físico) calculado como el precio acordado más un cierto diferencial.

La calidad del gas en la transacción es requerida, y se asume que es la misma a la especificada en los contratos futuros.

Los EFP's pueden ser convertidos en otros instrumentos de comercialización y las conversiones que se pueden realizar son:

- Conversión de EFP's a gas físico (a precio índice)
- Conversión de EFP's a gas físico (a precio fijo)
- Conversión de EFP's a un basis swap
- Conversión de EFP's a un future swap
- Conversión de EFP's a un index swap

5.5.13 Triggers

En el mercado de gas natural, el trigger es una forma híbrida de un EFP, donde en vez de que los compradores y vendedores fijen el precio de manera independiente, se requiere una notificación por una de las partes de que su intención es efectuar un trigger, o fijar el precio efectivo.

Un trigger es una transacción física valuada a un diferencial, a contratos futuros donde el precio puede ser fijado por una parte a través de la adición de un swap futuro ejecutado a una fecha posterior con la otra parte.

Los triggers continúan siendo una forma común de realizar transacciones para obtener gas físico por parte de muchos participantes del mercado. Estos son demandados generalmente por compañías que no han establecido una cuenta de comercialización o de negocios propia.

5.5.14 Opciones

De acuerdo a lo definido en el tema de productos derivados, la definición de una opción para el caso particular del gas natural es la misma. Una opción es un

contrato entre dos partes y en el que se establece que el comprador tiene el derecho pero no la obligación, a comprar o a vender el producto a un precio específico y en cualquier momento (anterior a la fecha de expiración del contrato). Las opciones son otro tipo de instrumento financiero usado para administrar el riesgo y/o especular en el mercado de gas natural.

Existe una variante de las opciones, que es la opción swing swap (swing swap option), que es similar a las opciones ordinarias, con la excepción de que el bien subyacente no es ni un contrato futuro ni una transacción física, sino el precio índice diario para un sitio en particular.

5.6 Principales Mercados Financieros

Los futuros y las opciones de gas natural se intercambian principalmente en el New York Mercantile Exchange, el International Petroleum Exchange y en el Kansas City Board of Trade.

- **New York Mercantile Exchange, NYMEX**

En abril de 1990, el NYMEX lanzó el primer contrato de futuro para gas natural. En cuanto al contrato de opciones, fue creado en octubre de 1992. Las transacciones están abiertas entre las 9:00 a.m. y las 2:10 p.m. Fuera de este horario, los intercambios pueden realizarse gracias al sistema de teletransacciones bursátiles NYMEX ACCESS entre las 7 p.m. y las 9 a.m. Todas las horas indicadas se basan en el uso horario de Nueva York.

Los intercambios en estos mercados se realizan por contratos de 10,000 millones de Unidades Térmicas Británicas (Btu), con una fluctuación mínima del precio de 0.1 centavos de dólar por millón de Btu lo que corresponde a una variación de 10.00 dólares por contrato.

- **Kansas City Board of Trade, KCBT**

Mientras que los contratos de futuros se negociaban en un principio ante el NYMEX, el contrato ofrecido en Kansas se orientaba más bien hacia el mercado de los estados del este, lo que dejaba a los actores del oeste (que se enfrentaban a diferentes situaciones de oferta y demanda) sin instrumento de gestión de riesgos. Como resultado de la demanda de la industria del gas natural, el Kansas City Board of Trade, intervino con el objetivo de llenar este vacío lanzando su propio contrato sobre el gas natural para el oeste de los Estados Unidos.

- **International Petroleum Exchange, IPE**

En 1980, un grupo de empresas de energía y de futuros fundaron el IPE. Un año después el IPE lanzó su primer contrato para contratos futuros. En 1997, a pesar de las ventajas de los mercados de viva voz, el IPE se distanció de la tradición lanzando su propio contrato futuro para gas natural. Este contrato es negociado por medio de un revolucionario sistema automatizado de intercambio de energía

(ETS) situado en las oficinas de sus clientes. Varias bolsas de intercambio están implementando sistemas de teletransacciones bursátiles con el propósito de ofrecer servicios suplementarios a sus clientes. El IPE está examinando este aspecto, por ejemplo permitiendo a sus clientes el acceso a los servicios fuera de las horas de cotización.

Gracias a la liberalización del mercado y la creciente competencia que caracterizan al mercado del gas natural, el IPE aspira a convertirse en una pieza integral del mercado europeo del gas natural.

Otras bolsas de intercambio importantes en esta zona son:

- **Intercontinental Exchange**

El "Intercontinental Exchange" es un mercado basado en Internet cuya misión es el negocio de energía al contado. Se trata de una asociación entre las instituciones financieras líderes a nivel mundial y algunas de las más grandes empresas energéticas y de recursos naturales del mundo.

- **Natural Gas Exchange**

El NGX, situado en Calgary, es un proveedor electrónico de servicios de negocio y compensaciones para los compradores y los vendedores de gas natural de Alberta, una de las zonas más extensas y significativas de producción de gas natural en Norte América. Desde su creación, en 1995, el NGX se ha desarrollado fuertemente hasta tener hoy en día más de 120 clientes y representar una actividad de negocio de un valor aproximado de 200 BCF por mes. Entre los clientes del NGX, se encuentran la mayoría de los actores norteamericanos del sector. El NGX ha multiplicado por cuatro su volumen de ventas desde 1997 y debería continuar su rápido desarrollo sobre la base de la nueva estructura de compensación implementada y la creciente cartera de productos ofrecidos. El negocio electrónico se provee en el seno del "AECO/NGX Intra-Alberta Market Centre", del "NGX Empress Market Centre" y del "NGX Union Dawn Market Centre". NGX adquirió el pasado mes de septiembre ante la "Canadian Enerdata Ltd", los índices de precios "AECO "C" & NIT Daily Spot", "One-Month Spot " y el "Bidweek Spot gas".

- **Altra Market Place**

Anteriormente conocido como "Altrade", el mercado Altra, ofrece un servicio electrónico de negocio en tiempo real donde los agentes pueden visualizar las ofertas e intercambiar de manera rápida y anónima. Accesible las 24 horas del día, siete días a la semana, este mercado es atractivo pues ofrece un precio de mercado amplio y una visualización de los volúmenes intercambiados. Además propone, una vasta información al respecto de la oferta y de su disponibilidad y bajos costos administrativos.

Conclusiones y Recomendaciones

El gas natural representa una fuente de energía barata y limpia, además de ser relativamente fácil de extraer y transportar, por lo que ha cobrado terreno en cuanto a su uso como energético a nivel mundial.

Una de las aplicaciones principales para el gas natural, es la generación de electricidad. Las nuevas generaciones de plantas generadoras de energía eléctrica, usan gas natural como combustible para mover una turbina que a su vez genera electricidad; una gran parte del parque vehicular público y privado, han convertido sus sistemas de combustión para quemar gas natural. La industria ahora utiliza mayores volúmenes de gas natural para dar energía a sus procesos.

El sector de generación eléctrica en México, ha decidido convertir la mayoría de sus sistemas de generación de electricidad antiguos (funcionando a partir de combustóleo y carbón como combustible), a sistemas que usan gas natural como combustible, y también ha invertido en nuevas plantas de generación eléctrica a partir de gas natural; todo esto, con el fin de poder contar con una capacidad instalada que cumpla con los requerimientos de energía eléctrica del país.

Esta política energética, ha traído consigo un aumento en la demanda de gas natural en el sector eléctrico en los últimos años. Dicho aumento fue de tres veces de 1993 al 2003, experimentando en particular, entre el año 1999 y 2000 un crecimiento del 20%, lo cual es un incremento muy fuerte en la demanda de gas en un año, pues estamos hablando de 200 millones de pies cúbicos diarios más para la demanda nacional de gas natural. De acuerdo a la prospectiva del sector eléctrico, en el 2005 se espera la mayor inversión en el sector eléctrico de todos los tiempos, 74,338 millones de pesos.

El mercado del gas natural tiene otros usuarios finales, como son el sector petroquímico, industrial, el sector residencial y el de autotransporte.

Debido a que el sector petroquímico de nuestro país no ha experimentado un importante crecimiento en los últimos 10 años, este no ha aumentado significativamente su demanda de gas natural, a pesar de que los productos de este sector, tienen una gran importancia como materia prima para una gran variedad de industrias, como son las de pinturas y recubrimientos, lo que nos da a entender que la mayor parte de la materia prima de esa industria, es de importación.

En el caso del sector industrial, este ha aumentado la demanda de gas natural en los últimos años, debido a la conveniencia del uso de gas natural, con respecto a las políticas y reglamentos sobre las emisiones contaminantes.

El mercado de gas natural, siempre ha planteado la necesidad de contar con cierta dirección y reglamentación, que encamine su crecimiento y ayude a lograr que el mercado funcione como un servicio al público, además de fomentar la competencia entre los miembros del mercado.

El marco regulatorio existente, a través de la CRE, ha establecido un control para todas las actividades relacionadas con el negocio del gas natural. Esto se observó en 1938 en Estados Unidos, cuando apareció el primer antecedente regulatorio del gas natural; a diferencia de México, el cual debe acelerar el proceso evolutivo del mercado del gas natural.

En la actualidad, las actividades de la industria del gas natural en Estados Unidos y en la Unión Europea se encuentran desreguladas, debido a que los mercados ya han experimentado su propio proceso evolutivo, y han logrado la madurez suficiente, como para poder seguir bajo una mecánica de libre mercado. Podría pensarse que el comportamiento ideal del mercado de gas natural mexicano, debiera seguir la misma tendencia de los principales mercados internacionales; sin embargo, las condiciones del mercado mexicano son muy diferentes, ya que sólo existe una sola empresa de exploración y producción (PEP) y una de manejo y tratamiento primario de gas (PGPB).

Por ejemplo, como resultado de dicho marco regulatorio, nuestro país aplica una cierta metodología para determinar el precio del gas natural para la venta de primera mano, lo cual es un tema controversial, debido a que por esto, el mercado nacional de gas natural se encuentra forzado a seguir el comportamiento de los mercados de gas natural del sur de Texas, pero los mercados del sur de Texas están desregulados como ya se mencionó antes, y se encuentran en libre fluctuación, funcionando principalmente de acuerdo a la ley de la oferta y la demanda.

El precio del gas en Texas deberá servir sólo de referencia para determinar los precios en los mercados abastecidos con gas importado. Sin embargo, la metodología empleada por la CRE implícitamente usa los precios en Texas para establecer el precio del gas en cada mercado del país, ya que el precio de referencia en el punto de producción de PEMEX está en función del precio en los mercados de Texas. Esto en realidad, no representa un beneficio al interés público; es decir, a la disminución y control de las tarifas del gas en nuestro país.

Al comparar los criterios empleados por la CRE para determinar los precios del gas en México con la conducta óptima que sigue la paraestatal, se encuentra que falla en dos aspectos fundamentales: el punto de arbitraje fijo y la vinculación del precio de referencia en Cd. Pemex con los precios del gas en los mercados del sur de Texas.

El hecho de tener un punto de arbitraje fijo, autorizado por la CRE, permite entonces plantear todo un esquema de tarifas y precios mediante la mecánica de Netback, pero el problema es que si la importación de gas aumenta (como lo ha

hecho en los últimos años), el punto de arbitraje físico debería de desplazarse hacia el interior de nuestro país, de hecho, algunas estimaciones localizan al punto de arbitraje en Cempoala, Veracruz.

Como la CRE plantea al punto de arbitraje en los Ramones, Tamaulipas, se da un diferencial en el costo de transporte, debido a que el gas que encontramos al centro de Veracruz (Cempoala), es gas importado, y ese gas disponible en ese punto, debería de comprender un costo de transporte desde su entrada a territorio nacional hasta el punto de arbitraje real. Este diferencial en el costo, tiene que ser absorbido por alguien, que en este caso, es Pemex Gas y Petroquímica Básica.

Este punto de arbitraje aprobado por la CRE no es cambiado, principalmente por presiones del Sector Industrial, porque implicaría que ese costo de transporte a Cempoala tuviera que ser pagado por ellos, incrementado directamente el precio del gas.

Existe otro diferencial de costo que aparece al aplicar la metodología de la CRE. La metodología hace el supuesto de que el precio del gas en Reynosa, es el mismo que el de referencia del sur de Texas, lo cual no es cierto, debido a que este precio debe de considerar además del precio de referencia, un costo de transporte al trasladar el gas de el punto de compra en el sur de Texas al punto de entrega en Reynosa. De nuevo, este costo es absorbido por PGPB.

De alguna forma PGPB debe de compensar las pérdidas que implica el absorber los costos anteriores, y esto lo hace mediante negociaciones directas con PEP, en las cuales se hace un reparto de las ganancias obtenidas de los condensados extraídos del gas húmedo que PEP le entrega a PGPB. Por ejemplo, para el caso de la tarifa de precios interorganismos para el gas húmedo, se especifica que bajo la fórmula de precios, PEP recibe el 90% del valor del gas seco y el 60% del valor de los líquidos, y entonces PGPB recibe el 10% del valor del gas seco y el 40% del valor de los líquidos, esto, como una forma de ser beneficiada, y compensar las pérdidas mencionadas.

México cuenta con un gasoducto principal, que va desde Reynosa, hasta Ciudad Pemex, con un diámetro de 38" que originalmente fue construido para exportación de gas hacia Estados Unidos. Ahora, ese gasoducto es el sistema principal de transporte para las importaciones de gas natural a nuestro país.

Los mercados de gas natural, funcionan principalmente bajo el mecanismo de la oferta y la demanda, pero es inevitable que sean afectados ante factores políticos y económicos de cualquier país, debido a que estos mercados funcionan de forma global, lo que es un factor importante para la fluctuación de los precios.

Se plantea que estos mercados funcionan de acuerdo a un esquema de mercado libre, lo cual no es totalmente cierto, por lo expuesto en el párrafo superior, y además, porque un mercado libre, plantea tres elementos principales: gran volumen de oferta, gran volumen de demanda y flujo libre de la información. Para

que esta condición fuera cierta, todos los participantes del mercado deberían de tener la misma información; es decir, no debería de haber privilegios en el acceso a la información.

La volatilidad de los mercados internacionales de gas natural, afectan a su vez a los precios de gas en el mercado mexicano, por lo que la CRE tiene las atribuciones y posee las herramientas y mecanismos para poder controlar de manera parcial estos efectos.

El problema principal es entonces, que al desregular una industria tan grande e importante, como lo es la del gas natural, no necesariamente tendrá un impacto benéfico sobre el interés público. Esto es observable en la historia del comportamiento de los precios de un mercado de gas en Estados Unidos, como lo es el Henry Hub, pues los precios han aumentado en 15 años, un 300%, comenzando a finales de los 80's, con un precio del gas menor a 1.50 dólares por millón de Btu, al 2004, con un precio de hasta 6 dólares por millón de Btu. Esto demuestra que en realidad, la libre competencia, llevo al control de precios por parte de unos cuantos productores y procesadores, y no a una competitividad en los precios que haría que estos tendieran a disminuir o a mantenerse.

Es importante señalar que a pesar de que se espera un incremento importante en las reservas de gas, así como de la producción, nuestro mercado no dejará de depender de las importaciones netas de gas natural, debido a que la demanda también esta creciendo y seguirá así en varios años.

Entonces, podemos decir que la producción de gas natural de nuestro país será prácticamente para consumo interno en su totalidad (digo prácticamente, porque México exporta cantidades pequeñas de gas a Estados Unidos, pero por razones de logística, y no por excedentes en la producción de gas); y por lo tanto, la metodología para determinar el precio del gas natural para venta de primera mano en nuestro país, depende parcialmente del precio del gas natural en el sur de Texas.

Los mercados financieros de gas natural, venden productos e instrumentos financieros que permiten a los inversionistas, cubrir el riesgo de otras operaciones financieras, y a los especuladores, adquirir e ser riesgo que los inversionistas no desean llevar, y obtener una ganancia significativa a partir de esto.

El mercado financiero del gas natural es muy reciente, comenzó a principios de la década de los 90's, y ha ido cobrando importancia y creciendo al pasar de los años. En la actualidad, los productos de este mercado, son vendidos en volúmenes muy grandes, y son cotizados en las principales bolsas de valores del mundo.

Gracias al desarrollo de la tecnología, especialmente en el campo de la telecomunicación y los medio de comunicación electrónicos (Internet), el mercado financiero se maneja de forma global, siendo que cualquier persona, en cualquier

parte del mundo, puede adquirir y vender estos productos, con una simple conexión a Internet.

En México, no existe un mercado financiero para el gas natural; es decir, no existen instrumentos de cobertura de riesgo para transacciones con gas natural, y esto es en definitiva así, por las regulaciones y la política energética de nuestro país, pero lo que si es posible, es que desde México, cualquier persona puede comprar y vender este tipo de instrumentos de forma libre y segura.

El crecimiento de los volúmenes importados de gas, plantean una dependencia cada vez mayor de la demanda a las importaciones, por lo que las inversiones a futuro en el sector del gas natural, estarán enfocadas al aumento de la capacidad de importación de gas de nuestro país.

Los proyectos de terminales marítimas son muy importantes para cumplir con los requerimientos futuros de importación de gas a nuestro país, que tendrá que acudir a otros mercados alternativos, para poder adquirir el gas que México demanda a precios competitivos. El otro paso será construir más infraestructura de transporte de gas, para poder introducir y dirigir todos estos flujos de gas a sus destinos.

Anexos

Anexo 1

Metodología para la determinación de precios de venta de primera mano de PGPB

Consideraciones

El precio máximo de venta de primera mano podrá definirse en términos diarios o mensuales, según la preferencia del adquirente.

La metodología para determinar el precio máximo de venta de primera mano consta de tres elementos:

I. El precio base del gas (B_0).- El precio del gas en Ciudad Pemex al 1º de marzo de 1996. Este precio refleja las condiciones del mercado en México a la entrada en vigor de esta Directiva;

II. Las variaciones en el precio de referencia internacional.- Los cambios en el precio del Houston Ship Channel con respecto a un valor inicial (HSC_0), y

III. Las variaciones en las tarifas de transporte en México.- El cambio en las tarifas netas de transporte de Petróleos Mexicanos desde Reynosa hasta Ciudad Pemex con respecto al 1º de marzo de 1996 (TP_0).

La fórmula para establecer el precio máximo de venta de primera mano (VPM_i) en Ciudad Pemex se expresará en dólares por unidad y se define como:

Diario:

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

Mensual:

$$VPM_i^m = B_0 + [HSC_i^m - HSC_0^m] + [TP_i - TP_0]$$

Donde:

VPM_i^d es el precio máximo de venta de primera mano en el día i;

VPM_i^m es el precio máximo de venta de primera mano en el mes i;

B_0 es el precio base de ventas de primera mano en Ciudad Pemex el 1º de marzo de 1996, obtenido a través de la metodología aplicada por Petróleos Mexicanos en esa fecha (dólares/unidad);

HSC_{i-1}^d es el precio promedio del rango cotizado en el Houston Ship Channel el día inmediato anterior al día i, publicado en el *Gas Daily*, "Daily Price Survey" renglón Houston Ship Channel (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad);

HSC_0^d es el promedio de las cotizaciones medias de Texas Eastern Transmission (precio del sur de Texas) y Valero del 1º de marzo de 1996, publicado en el *Gas Daily*, "Daily Price Survey" (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad), más el diferencial histórico con respecto al Houston Ship Channel de siete centavos de

dólar/mmBtu. Se utiliza el diferencial histórico para no introducir a la fórmula de ventas de primera mano desajustes de mercado de un día en particular;

HSC_i^m es el índice del Houston Ship Channel publicado en el *Inside FERC's Gas Market Report* del mes i (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad);

HSC_0^m es el índice del Houston Ship Channel de marzo de 1996 publicado en el *Inside FERC's Gas Market Report* del 4 de marzo de 1996 (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad); este valor es igual al promedio de los índices de Texas Eastern Transmission y Valero de marzo de 1996, más el diferencial histórico de este precio con respecto al Houston Ship Channel de siete centavos de dólar/mmBtu;

TP_i es la tarifa neta autorizada a Petróleos Mexicanos para el servicio de transporte desde la frontera en Reynosa hasta Ciudad Pemex vigente en el periodo i (dólares/unidad), y

TP_0 es la tarifa neta por el servicio de transporte de Petróleos Mexicanos desde la frontera en Reynosa hasta Ciudad Pemex vigente el 1° de marzo de 1996 (dólares/unidad).

Los valores de TP_i y TP_0 serán calculados de acuerdo a las siguientes Formulas:

$$TP_i = TP_i^A - TP_i^{CP} \quad TP_0 = TP_0^A - TP_0^{CP}$$

Donde:

TP_i^A es la tarifa autorizada a Petróleos Mexicanos para el servicio de transporte desde la frontera en Reynosa hasta el punto de arbitraje vigente en el periodo i , (dólares/unidad);

TP_i^{CP} es la tarifa por el servicio de transporte de Petróleos Mexicanos desde el punto de arbitraje hasta Ciudad Pemex vigente en el periodo i , (dólares/unidad);

TP_0^A es la tarifa por el servicio de transporte desde la frontera en Reynosa, Tamaulipas, hasta Los Ramones, Nuevo León, vigente el 1° de marzo de 1996. Los Ramones es el punto de arbitraje en el sistema de transporte de Petróleos Mexicanos al 1° de marzo de 1996, y

TP_0^{CP} es la tarifa por el servicio de transporte desde Los Ramones hasta Ciudad Pemex vigente el 1° de marzo de 1996.

Los valores iniciales para el cálculo del precio de las ventas de primera mano se presentan en el Cuadro siguiente:

**Valores iniciales para la determinación
de las ventas de primera mano**

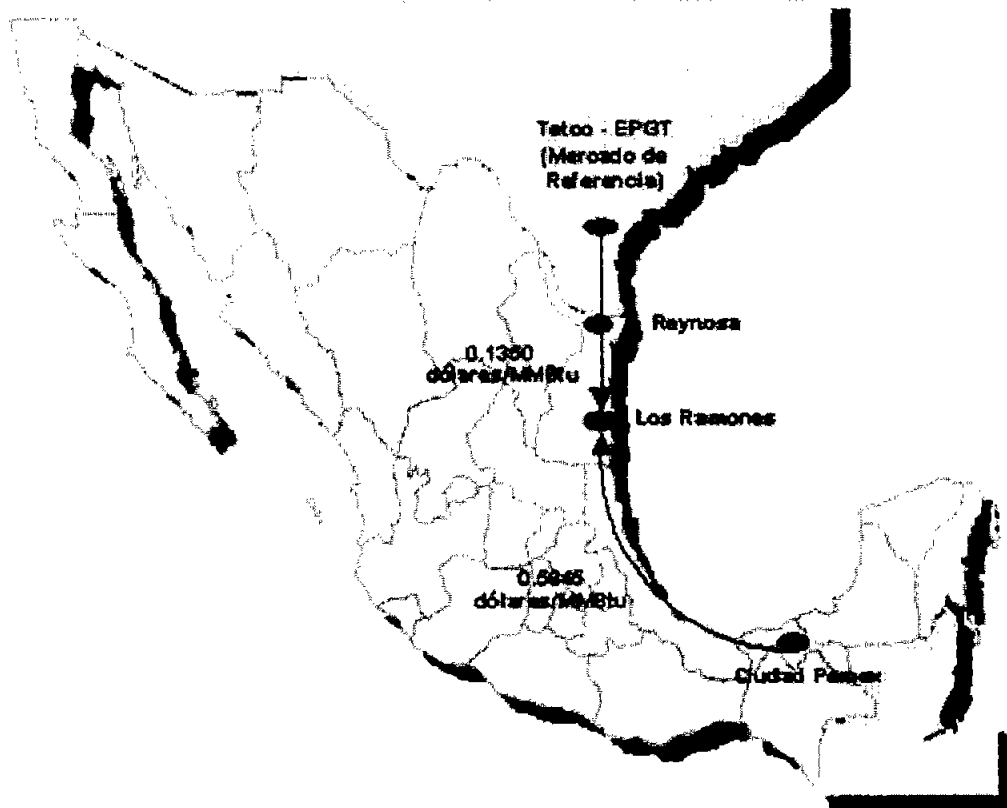
Concepto	Parámetro	Valor (dólares/unidad)
Precio base de ventas de primera mano en Ciudad Pemex vigente el 1° de marzo de 1996	B_0	6.8385
Promedio de las cotizaciones medias de Texas Eastern Transmission (precio del sur de Texas) y Valero del 1° de marzo de 1996, publicado en el <i>Gas Daily</i> , más el diferencial histórico con respecto al Houston Ship Channel de siete centavos de dólar/mmBtu (convertido de dólares/mmBtu a dólares/unidad)	HSC_0^d	8.0060
Índice del Houston Ship Channel de marzo de 1996 publicado en el <i>Inside FERC's Gas Market Report</i> el 4 de marzo de 1996.	HSC_0^m	7.8968
Tarifa neta de Petróleos Mexicanos para el servicio de transporte desde la frontera en Reynosa hasta Ciudad Pemex vigente el 1° de marzo de 1996	TP_0	-0.7806

Anexo 2

Definiciones

Punto de arbitraje: El punto en el sistema de transporte de Petróleos Mexicanos donde coinciden los flujos de gas importado y nacional. El punto de arbitraje del sistema nacional de importación de gas es fijo, y se encuentra localizado en Los Ramones.

Distintos puntos de importancia para el precio en el mercado de gas natural mexicano.



Directiva para la determinación de precios DIR-GAS-004-00, Comisión Reguladora de Energía, México, 2000.

Precio ajustado por costos de transporte: El precio que resulta de tomar una referencia de mercado y ajustarla por los costos de conducir el gas al punto de venta (tomado del término *netback price*).

Precio convencional: El precio de ventas de primera mano convenido en ejercicio de la facultad del adquirente para negociar condiciones más favorables en su precio de adquisición del gas.

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.

Cricondeterma: Línea trazada en un diagrama de fase que representa la máxima temperatura a la que las 2 fases de una mezcla multicomponente pueden coexistir en equilibrio.

Btu: o unidad térmica británica por sus siglas en Inglés, se define como una unidad de calor equivalente a 252 calorías; cantidad de calor requerida para elevar una libra de agua 1°F.

Poder Calorífico: se divide en dos tipos, poder calorífico superior (bruto en base seca) y poder calorífico inferior (neto).

Poder calorífico superior real (HS): es la cantidad de energía producida por la combustión completa a presión constante de una unidad de volumen de gas natural seco con aire, a condiciones base de presión y temperatura. En la determinación del poder calorífico los productos de la combustión se mantienen a una temperatura de 293,15 K y la entalpía del agua formada durante el proceso de combustión se determina en fase líquida.

Poder calorífico inferior real (HI): es la cantidad de energía producida en forma de calor por la combustión completa de una unidad de gas natural en aire seco a condiciones base de presión y temperatura; los productos de combustión se mantienen a la misma temperatura (condición base) en estado gaseoso.

Índice Wobbe: la relación del poder calorífico superior (HS) en base volumétrica, con respecto a la raíz cuadrada de la densidad relativa, de acuerdo con:

$$W = \frac{H_s}{\sqrt{\rho}}$$

Donde:

Hs: poder calorífico superior

ρ : densidad relativa

Factor de compresibilidad: Es la relación entre el volumen actual ocupado por un gas a una presión y temperatura dada, y el volumen que el gas ocuparía a la misma presión y temperatura, pero comportándose como un gas ideal.

$$Z = \frac{V_{\text{actual}}}{V_{\text{gas ideal}}}$$

Anexo 3

Índice de figuras

	Página
Figura 1. Uso total de energía primaria según tipo de carburante, 1971-2020.	01
Figura 2. Esquema de la cadena de valor del gas natural en México.	19
Figura 3. Esquema de la cadena de valor de una compañía de Exploración y Producción.	19
Figura 4. Curva de costos de un campo.	21
Figura 5. Curva de oferta de gas.	
Figura 6. Funcionamiento de los Incoterms.	22
Figura 7. Consumo mundial de energía primaria por fuente, 2004.	43
Figura 8. Consumo mundial de gas seco, 2004.	44
Figura 9. Reservas probadas mundiales de gas natural seco, 2003.	45
Figura 10. Distribución regional de las reservas de gas natural seco, 2003.	46
Figura 11. Producción mundial de gas seco, 2003.	47
Figura 12. Mercado mundial de gas seco por región, 2001-2015.	48
Figura 13. Producción de gas natural por compañía, 2003.	48
Figura 14. Comercio de gas natural en Norteamérica, 2003.	51
Figura 15. Comportamiento del precio del gas natural en distintos mercados, 2002-2004.	53
Figura 16. Comportamiento del precio del gas natural en distintos mercados, 1985-2003.	54
Figura 17. Cambio en el comportamiento del mercado antes y después de la aplicación de las actuales regulaciones.	55
Figura 18. Infraestructura de transporte público de gas natural de México.	61
Figura 19. Proyectos de terminales de gas natural licuado en México.	62
Figura 20. Historia de producción de gas natural en México, 1990-2002.	64
Figura 21. Producción de gas natural por región, 2003.	66
Figura 22. Producción de gas natural por región, 1993-2003.	66
Figura 23. Estructura porcentual de la producción de gas natural por tipo, 1993-2002.	67
Figura 24. Red de ductos y centros procesadores de gas en México.	69
Figura 25. Estaciones de compresión de gas natural, 2003.	70
Figura 26. Capacidad de interconexión de gas natural con E. U.	71
Figura 27. Saldo del comercio exterior de gas natural, 1993-2003.	74
Figura 28. Demanda de gas natural por sector, 2003-2013.	77
Figura 29. Producción de gas natural por región, 2003-2013.	77
Figura 30. Producción de gas natural por tipo de gas y actividad, 2003-2013.	78
Figura 31. Importaciones netas de gas natural, 2002-2012.	79
Figura 32. Saldo del comercio de gas natural, 2003-2013.	79
Figura 33. Mecanismo de Netback.	91

Figura 34. Mecanismo de precios interorganismos para el gas natural.	92
Figura 35. Construcción del precio de referencia para los condensados.	93
Figura 36. Participantes en el mercado de futuros.	102
Figura 37. Mecanismo de un Swap genérico.	107

Índice de tablas

	Página
Tabla 1. Componentes del gas natural.	06
Tabla 2. Especificaciones del gas natural según la NOM-001-SECRE-2003.	09
Tabla 3. Grupos de Incoterms.	23
Tabla 4. Consumo mundial de energía primaria por fuente, 1993-2003.	42
Tabla 5. Exportaciones de gas natural licuado, 1995-2003.	49
Tabla 6. Importaciones de gas natural licuado, 1995-2003.	50
Tabla 7. Demanda mundial de gas natural seco por región, 1990-2015.	51
Tabla 8. Comportamiento histórico de los precios del gas natural.	52
Tabla 9. Opciones para la compra de gas natural bajo ventas de primera mano.	56
Tabla 10. Esquema de penalizaciones por modalidad de entrega.	59
Tabla 11. Comparación del consumo de gas natural México-E. U. por sector, 2001-2004.	60
Tabla 12. Participación en porcentaje de cada sector en el consumo de gas natural en México y E. U. en el 2004.	60
Tabla 13. Reservas remanentes totales de gas natural, 1999-2004.	62
Tabla 14. Reservas probadas de gas seco por región, 1998-2003.	63
Tabla 15. Reservas de gas seco, comparativo.	63
Tabla 16. Producción de gas natural por región y por tipo, 1996-2003.	65
Tabla 17. Entrega de gas natural de PEP a PGPB, 1993-2002.	68
Tabla 18. Comercio exterior de gas natural por interconexión, 1993-2002.	73
Tabla 19. Balance Nacional de gas natural, 1993-2003.	75
Tabla 20. Demanda de gas natural por sector, 2003-2013.	76
Tabla 21. Balance nacional de gas natural, 2003-2013.	80
Tabla 22. Instrumentos de regulación y tarifas de la CRE.	88
Tabla 23. Precios y tarifas reguladas por la CRE.	90

Referencias

- Strum, Fletcher J. Trading Natural Gas, a non technical guide. Penwell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, E. U. A.A, 1997
- Driehuis, W. Primary Commodity Prices, Análisis and Forecasting. Rotterdam University Press. Netherlands, 1976
- De Lara Haro, Alfonso. Medición y control de riesgos financieros. 3era Edición. Editorial Limusa. México, D. F., México 2004.
- Hydrocarbon Reserves of México, Volumen I y II. Pemex Exploración y Producción 1999.
- Rodríguez Nieto, Rafael. Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos. Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Presentación sobre el Costo de producción y extracción de gas, Primer semestre de 2002, 2003 y 2005. Pemex Exploración y Producción, Julio de 2000.
- Economides, M. J., Oligney, R. E. Natural Gas: Beyond All Expectations. Artículo SPE #71512.
- Schubarth, S. K., Byrd, A. C. U. S. Natural Gas Market: Recent Dynamics and Future Concerns. Artículo SPE # 80949
- Hatamian, H. Natural Gas Supply and Demand Problems. Artículo SPE # 38779
- Al-Fattah, S. M., Starsman, R. A. Forecasting World Natural Gas Supply. Artículo SPE #59798
- Songping, Ma. Xing, Ma. The Price Mechanism of Natural Gas and Its Relative Environment Condition. Artículo SPE # 64780
- Winslow, D. J., Porges, D. L. Commodity Price Swaps: A Tool for Asset Management. Artículo SPE # 25836
- Schantz, Radford L. New Developements in the Determination of the Costs of Oil and Gas Reserves. Artículo SPE # 658
- Neal, D.B. Understanding Gas Markets: An Analysis of Purchase, Transportation and Sales Mechanism. Artículo SPE # 24652

- Garcia, Perry. Vredenburg, Harrie. Market Segmentation and Pricing Strategies in the North American Natural Gas Market. Artículo SPE 63061
- Lechner, H. E. Streaming Gas Production at Low Prices: Activity-Based Costing for the Gas Production Process. Artículo SPE # 26176
- Directiva sobre la determinación de precios y tarifas para las actividades reguladas en materia de gas natural. Comisión Reguladora de Energía. México.
- Directiva sobre la venta de primera mano de gas natural. Comisión Reguladora de Energía. México.
- Ley Reglamentaria del artículo 27 constitucional en el ramo del petróleo y reglamento de gas natural. Comisión Reguladora de Energía. México.
- Rodríguez Padilla, Víctor. La crisis de precios del Gas Natural en México. Artículo Publicado en Problemas del Desarrollo. Vol 32, núm. 124. México
- Lajous, Adrián. Seguridad en el suministro del gas natural en México. Discurso extraído de una Intervención en el Congreso Anual de la Asociación Mexicana para la Economía Energética, el 20 de octubre de 2003 en México, D. F.
- Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2003-2012. Secretaría de Energía, México, 2003.
- Estrada, Javier. Apertura de la Industria del Gas Natural en México. Artículo publicado por la Comisión Reguladora de Energía.

Páginas WEB

- Comisión Federal de Electricidad, www.cfe.gob.mx
- Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, www.conae.gob.mx
- Comisión Reguladora de Energía, www.cre.gob.mx
- Fossil Energy International, www.fe.doe.gov/international/mexiover.html
- Instituto de Investigaciones Eléctricas, www.iie.org.mx
- Mexican Economic Report, www.lloyd.com.mx
- Oil and Gas Journal, <http://ogi.pennnet.com>
- U. S. Department of Energy, www.energy.gov
- Energy International Agency, www.eia.doe.gov
- Pemex Gas y Petroquímica Básica, www.gas.pemex.com
- Secretaría de Energía, www.energia.gob.mx
- Secretaría de Economía, www.economia.gob.mx
- Petróleos Mexicanos, www.pemex.com.mx