



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO DE LA
FACULTAD DE INGENIERIA

"ANALISIS DE LOS COSTOS DE TRANSPORTE DE GAS
NATURAL NO ASOCIADO EN LA CUENCA DE BURGOS,
TAMAULIPAS, PROPUESTA PARA MEJORAR LA EFICIENCIA
LOGISTICA"

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERIA
(T R A N S P O R T E S)
P R E S E N T A :
MANUEL HERNANDEZ CASILLAS

DIRECTOR DE TESIS: DR. RICARDO ACEVES GARCIA



CIUDAD UNIVERSITARIA, D. F.

DICIEMBRE DE 2004

m340450



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.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco el apoyo brindado para la realización de los estudios de maestría así como la elaboración de la presente tesis al CONACYT, a las autoridades y académicos de la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM en especial al Dr. Ricardo Aceves García, Lic. Rosa María Montero Montoya, Dr. Luis Chias Becerril, Mtro. Sergio Suárez Guevara (IIEc-UNAM) y Dra. Rosío Vargas Suárez (CISAN-UNAM) por su asesoría y consejos para la conclusión de la misma y por haber accedido amablemente para integrar el grupo de sinodales de mi examen de grado.

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

NOMBRE: Manuel Hernández Casillas

FECHA: 27 de enero de 2005

FIRMA: [Firma manuscrita]



DEDICATORIAS

Dedico esta tesis de grado a mis padres, **Sr. Manuel Hernández Hernández(f)** y **Sra. Ana María Casillas Rívero** que me dieron y siguen dando su apoyo y comprensión. A mis hermanos y demás familiares.

A las personas que me brindaron su apoyo para la realización y conclusión de la presente investigación ¡Gracias!

Agradezco al Creador la oportunidad que me brinda de poder concluir satisfactoriamente los estudios de maestría.



INDICE

CAP.		PAG.
	INTRODUCCIÓN.....	1
1.	ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE LA CUENCA DE BURGOS.....	2
	1.1. INICIOS DE LA EXPLOTACIÓN DE LA CUENCA DE BURGOS	3
	1.2. DESARROLLO DE INFRAESTRUCTURA	3
	1.3. ASPECTOS DE LA INFRAESTRUCTURA DE LA DISTRIBUCIÓN DE GAS	5
	1.4. RESULTADOS	6
	RESUMEN	6
2.	NUEVO IMPULSO “ESTRATÉGICO” A LA EXPLOTACIÓN DE BURGOS.....	8
	2.1. CAUSAS DEL INCREMENTO DE LA DEMANDA Y SU EFECTO EN LA OFERTA DE GAS NATURAL.....	9
	2.2. POLÍTICA ENERGÉTICA	21
	2.3. CONTRATOS DE SERVICIOS MÚLTIPLES (CSM)...	33
	2.4. IMPULSO E IMPORTANCIA DEL SECTOR PRIVADO NACIONAL Y EXTRANJERO	41
	RESUMEN	46
3.	LOGÍSTICA DE TRANSPORTE EN LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EN LA CUENCA DE BURGOS.....	48
	3.1.ANTECEDENTES	49

INDICE

CAP.		PAG.
	3.2. INSTALACIONES PRINCIPALES PARA LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL	56
	3.3. ANÁLISIS DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE EMPLEADOS POR PEMEX EN LA DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL EN BURGOS	57
	3.4. TRANSPORTACIÓN POR DUCTOS, UN ANÁLISIS COMPARATIVO EN BASE A INDICADORES OPERATIVOS (EXPORTACIONES E IMPORTACIONES DE GAS NATURAL, PRECIO \$ / MMBTU)	70
	3.5. SINTESIS DEL ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE LA LOGÍSTICA EMPLEADA POR PEMEX Y LAS EMPRESAS ESTADOUNIDENSES EN BASE A INDICADORES OPERATIVOS	79
	RESUMEN	85
4.	RECOMENDACIONES Y PROPUESTAS	87
	BIBLIOGRAFÍA	95
	ANEXO 1. INDICADORES OPERATIVOS DE PEMEX GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA (PGPB)	98
	ANEXO 2. DIRECTIVAS DE ACCIÓN DEL PROGRAMA SECTORIAL DE ENERGÍA 2001 - 2006 REFERENTES A GAS NATURAL	99
	ANEXO 3. GLOSARIO DE TÉRMINOS	102
	ANEXO 4. FACTORES DE CONVERSIÓN	106
	ANEXO 5. ABREVIATURAS Y SIGLAS	107
	ANEXO 6. CONTRATOS DE SERVICIOS MÚLTIPLES...	109

INTRODUCCIÓN

La presente investigación tiene por objetivo analizar la situación actual de la transportación, distribución y comercialización de Gas Natural no asociado, producido en la Cuenca de Burgos, Tamaulipas, México, en comparación con la logística empleada en los Estados Unidos así como en otros países del mundo. Para tal motivo se plantea la hipótesis de investigación que es *si la logística de transportación y distribución de gas natural hecha por PEMEX, en la Cuenca de Burgos es competitiva en términos de costos operativos, con respecto a las empresas estadounidenses que operan en esta región en el sector IV sur de Texas. no es necesaria inversión privada , nacional y/o extranjera, para la transportación de dicho hidrocarburo en la Cuenca, mediante los Contratos de Servicios Múltiples (CSM).*

La investigación consta de 4 capítulos. El Capítulo 1 tiene por objetivo analizar los antecedentes históricos de la explotación de la Cuenca de Burgos y como se inicia la transportación, a través de gasoductos, del gas producido en ese momento. En el Capítulo 2 se identifican los motivos que originan este nuevo impulso y como están implicados los Intereses del sector privado así como su impacto, a través de los Contratos de Servicios Múltiples, en la transportación, distribución y comercialización del gas natural. El Capítulo 3 se refiere a las instalaciones para la transportación, distribución y comercialización del gas natural extraído de este yacimiento y se hace el estudio comparativo entre la logística empleada por PEMEX y la que se lleva a cabo en Estados Unidos y otros países; se analiza en base a las cotizaciones de precios internacionales, el grado de competitividad de PEMEX en este rubro. Y finalmente el Capítulo 4 tiene como objetivo dar las recomendaciones y sugerencias para mejorar la logística empleada por PEMEX en este rubro.

Al finalizar el desarrollo de este trabajo se reafirmará o se rechazará la hipótesis de investigación antes mencionada.

CAPÍTULO 1.

ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE LA CUENCA DE BURGOS

1.1.- INICIOS DE LA EXPLOTACIÓN DE LA CUENCA DE BURGOS.

Los inicios de la explotación se remontan a 1945, del lado mexicano y a 1935 del lado de estadounidense; con un área de explotación de 28, 960 Km² y 54,000 Km² respectivamente (ver Figura 1). La Cuenca de Burgos de extiende hasta territorio de Texas, EE.UU., específicamente al Distrito IV Sur.

Los descubrimientos más importantes de gas no asociado fueron realizados por Petróleos Mexicanos en 1945, y es a partir de este año cuando propiamente se intensifican los trabajos de exploración y desarrollo de campos, hasta alcanzar una producción máxima de alrededor de 650 MMPCD (millones de pies cúbicos diarios) en junio de 1970. Posteriormente, una disminución de estas actividades y declinación natural de los campos ocasionó que la producción se abatiera a cerca de 180 MMPCD en 1993.

Actualmente, mediante la reactivación de la Cuenca usando nuevas metodologías en el desarrollo de campos y utilizando nueva tecnología , la producción de gas ha logrado incrementarse por arriba de los 1,000 MMPCD, la cual ha sido sostenida durante los últimos 4 años.

1.2. Desarrollo de infraestructura .

Desde la segunda mitad de los años cuarenta, se hace imprescindible poner atención a los sistemas de venta y distribución de productos petroleros en el territorio nacional, esto representó un problema que implicaba la conformación y expansión de un sistema de ductos. "Comprendiendo no solo oleoductos sino también gasoductos y poliductos. Entre muchos otros proyectos, se abogaba por un gasoducto entre las ciudades de Poza Rica y México; un ducto de refinados para conectar la ciudad de San Luis Potosí con Tampico; un oleoducto de Minatitlán a Salina Cruz, etc" ¹.

¹ Suárez Guevara, Sergio. PEMEX y el desarrollo económico mexicano: aspectos básicos. Instituto de Investigaciones Economicas, UNAM, 2001, pag. 25.

FIGURA 1
Comparación Cuenca de Burgos, México con Distrito IV Sur de Texas,
Estados Unidos



	Cuenca de Burgos, Tamaulipas, México, abril de 2002,	Distrito IV Sur de Texas, EE.UU., marzo de 2002
Área en Kms cuadrados	28960	54000
Año de inicio de Producción	1945	1935
Producción Acumulada (MMMPCD)	7	80
Pozos Perforados	3700	59400
Pozos Productores	1150	5900
Producción Diaria (MMPCD)	1005	3800

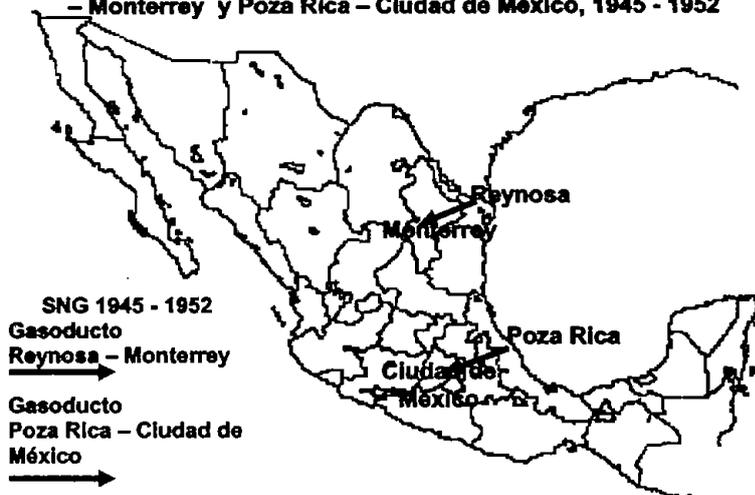
Fuente: Elaboración propia en base a información de la Secretaría de Energía
www.sener.gob.mx/burgos-cifras/

1.3. Aspectos de la infraestructura de la distribución de gas.

Si bien este trabajo fue encomendado a PEMEX la Intervención estatal impulso, en gran medida, la solución del problema distributivo al aumentar el transporte ferroviario y las vías de comunicación terrestres. Dichas acciones obedecieron a la atención que se tenía que dar al crecimiento económico en general, y el traslado de derivados petroleros representaba una importancia vital ya que era el motor de las actividades productivas, de servicios e incluso domésticas en todo el país.

Por lo que se refiere a la explotación del gas, su distribución y uso se inició en la segunda mitad de los cuarentas, en el período de 1945 - 1952. Este tenía 2 usos: una la reinyección en pozos petroleros de la zona de Poza Rica para la obtención secundaria de crudo y la otra era su distribución mediante la construcción de 2 sistemas básicos de gasoductos el de Poza Rica - México y el de Reynosa - Monterrey (ver Figura 2). Este último estrechamente ligado con los campos productores de gas del noreste de Tamaulipas (Cuenca de Burgos).

Figura 2
Gasoductos de transporte y distribución de gas natural Reynosa - Monterrey y Poza Rica - Ciudad de México, 1945 - 1952



Fuente: PEMEX. Anuario de Proyectos y Actividades. México, 1953, pag. 45.

Una razón por la cual la explotación de la Cuenca de Gas no asociado de Burgos pasó a segundo término, en esa etapa, se debió, principalmente, a la prioridad estratégica de la explotación del petróleo que representaba para el Estado Mexicano, en su momento. Otra posible razón pudo deberse "a un problema que aquejaba a la industria petrolera mexicana: la quema de gas por insuficientes inversiones para su tratamiento"².

1.4. Resultados.

A partir del esfuerzo en la construcción básica de infraestructura, se inicia la etapa de 1951 a 1973 en que PEMEX se convierte en una de las principales palancas para impulsar la economía, teniendo como sustento la política de precios bajos de sus productos para el consumo interno. Sin embargo, esta resulto ser un arma de dos filos, ya que si bien la política de precios bajos tuvo la justificación de apoyar de esta manera la economía del país tal acción fue llevada a extremos en los cuales se comprometieron las propias necesidades de financiamiento, capitalización e inversiones de la empresa ante los aumentos de los costos de producción. Esto ocasionaría desequilibrios financieros por mantener dicha política de precios fijos al transcurrir el tiempo e incluso el plano de la distribución interna empezó a verse afectado al no poder construir nuevos sistemas de ductos.

RESUMEN

En esta etapa inicial del desarrollo de los sistemas del transporte de gas natural no asociado, se puede considerar que, jugaba un papel secundario en la política de energéticos del Estado. Y para el abasto de éste el medio más idóneo fue la construcción del gasoducto de Reynosa – Monterrey, vinculado directamente con la región de la Cuenca de Burgos. Sin embargo el gas natural no asociado no tuvo un gran impulso, como energético, por la política estatal de ese momento – que privilegiaba al petróleo - y por la carencias tecnológicas para su explotación y aprovechamiento más amplio. No es sino hasta la década de los 80's cuando se empiezan a plantear las ventajas de la explotación más

² Ibid. Pag. 28

amplia de este hidrocarburo. Es en la década de los 90's cuando los sistemas de transporte del gas natural no asociado de la Cuenca de Burgos y su logística de transportación, empiezan a cobrar mayor importancia dentro de la política energética del país.

CAPÍTULO 2.

NUEVO IMPULSO ESTRATÉGICO A LA EXPLOTACIÓN DE BURGOS

2.1. Causas del incremento de la demanda y que aumentan la oferta de gas natural.

Ante el proceso de globalización los espacios regionales cobran una mayor importancia, sobre todo los transfronterizos debido a que se pueden utilizar una serie de ventajas competitivas que ofrecen las regiones. En el proceso de integración de la producción mundial las empresas transnacionales han tenido un papel decisivo. Por lo que la reubicación de industrias intensivas en capital al exterior de sus países originarios ha ocasionado una producción internacionalizada con las características siguientes: la concentración de la tecnología y del poder económico en unos cuantos países. Con lo anterior se acentúan las relaciones desiguales entre las distintas economías.

Una fragmentación de los procesos productivos trae consigo integraciones económicas, que son posibles gracias a la proximidad de los espacios geográficos; y las estrategias de localización de las empresas serán determinadas por las "ventajas competitivas"³ que un espacio regional les pueda ofrecer, aún cuando dicha región pertenezca a distintos países.

Con lo anterior, el desarrollo industrial de la frontera norte de México se ha debido al emplazamiento de nuevos complejos industriales del sur, sureste y suroeste de los Estados Unidos y que además sirve de complemento a éstos, apoyando la rentabilidad de las industrias estadounidenses. En el caso particular de Tamaulipas las ensambladoras del sector eléctrico, electrónico y automotriz han sido los que determinan la especialización en este estado.

Sin embargo, en los últimos años se ha observado el establecimiento de empresas de la industria química, lo que marca una mayor integración con las empresas texanas de la petroquímica.

Además, el emplazamiento químico y petroquímico de Texas se ha abastecido de los yacimientos de petróleo, carbón y gas natural de la región, lo que ha

³ R. Krugman Paul .Economía Internacional. Mc Graw Hill, cuarta edición. España, 1999, pag 19. "La ventaja competitiva de una industria depende no sólo de su productividad en relación a la industria extranjera, sino también de la tasa de salarios en relación a la tasa de salarios extranjera"

llevado al establecimiento de empresas de la industria química y textil en Tamaulipas, a fin de aprovechar los recursos demandados por este sector.

La industria desarrollada en Texas tiene mucho que ver con los recursos naturales y la explotación de éstos en la región, recursos que se mantienen de ambos lados de la frontera. En la localización de plantas petroquímicas, un factor decisivo es la abundancia de gas natural, el principal insumo en la producción de etileno, que se encuentra principalmente en Texas y la Cuenca de Burgos, del lado mexicano. Debido a que el etileno sólo puede trasladarse a una corta distancia, las plantas que emplean este producto petroquímico se agrupan a lo largo de la costa del Golfo. "Ello explica la localización de Hoechst e ICI, Shell, BASF, y muchas otras empresas, de origen alemán sobre todo. De hecho, el estado de Texas en un año capta más Inversión Extranjera Directa (IED) de lo que México lo hace en su conjunto, teniendo como principales inversionistas a Reino Unido, Países Bajos, Alemania y Francia" ⁴.

La inversión masiva de compañías extranjeras en la industria química es superior a cualquier otra industria. Sin embargo, la mayoría de las inversiones provienen de adquisiciones y no de nuevas plantas. Su ubicación en Texas se explica principalmente por los recursos naturales como el petróleo y el gas natural. Además, este tipo de empresas son intensivas en mano de obra; por tanto prefieren estados grandes y con grandes metrópolis. "Los estados de Delaware, Virginia occidental, Texas, Nueva Jersey y Luisiana es donde se concentra la mayor parte de la industria química. Otra de las características de las plantas de esta industria es que prefieren las zonas urbanas donde se concentran las cuatro quintas partes de todas las plantas nuevas y extensiones. En este sentido, las áreas urbanas son decisivas para los mercados, no sólo por las ventas a los consumidores, sino también como proveedores de otras firmas. Además hay una mayor disponibilidad de información que permite a los extranjeros estar mejor informados en cuanto a las expectativas de mercados. También hay acceso a los servicios

⁴ Departamento de Comercio de Estados Unidos. Análisis Económico de la Inversión Extranjera Directa en Estados Unidos, 1997, p. 1.

profesionales de las ciudades como los contadores y abogados que conocen bien las legislaciones locales" ⁵.

"El desarrollo de la industria química en Texas ha llevado al encadenamiento de la planta productiva a nivel regional y a una forma de organización empresarial que estimula el desarrollo de la industria de maquinaria industrial utilizada en la perforación de pozos para la extracción del petróleo y el gas natural" ⁶. La mayoría de los corporativos de la industria química, tienen empresas en la "fabricación de maquinaria industrial y en la petroquímica básica, tal es el caso de Siemens y Shell" ⁷. Así, en Texas las principales ramas que contribuyen a la generación del PIB en el período 1996 – 2003, son la de maquinaria y equipo, le sigue la de productos químicos, electrónica, equipo eléctrico, alimentos e industria automotriz (ver Cuadro 1).

La concentración cada vez mayor de este tipo de industrias presiona a una mayor demanda de gas natural. De ahí la propuesta del Plan Energético en México para explotar la Cuenca de Burgos situada entre Tamaulipas, Nuevo León y Coahuila, situación que implica forzosamente un cambio en la legislación mexicana en cuanto a la apertura del sector energético, petroquímica básica y energía eléctrica. Además dentro de los compromisos internacionales que promueven el uso del gas natural se encuentra el Tratado de Libre Comercio de América del Norte. Éste, originalmente liberaría de permiso previo a las importaciones de gas natural provenientes de EE. UU. y Canadá, y establece la disminución del arancel a cero por ciento a partir del 31 de diciembre de 2002; sin embargo, dicha acción (la eliminación del arancel) se implantó a partir de agosto de 1999.

⁵ Norman Glickman y Douglas P. Woodward. Los nuevos competidores. Editorial Gedisa, Barcelona, España, 1994, p. 225 – 256.

⁶ Estados Unidos cuenta con 20,000 pozos de gas natural. En Texas y Louisiana existen 2,500, Periódico El Financiero 19 de mayo del 2001.

⁷ Sin embargo, las mayoría de estas empresas en estas ramas son de origen extranjero. De hecho, la industria química con la empresa Bayer a la cabeza, representa el 30% del total de la inversión que Alemania realiza en Estados Unidos, por lo cual los alemanes están a la vanguardia de esta industria no sólo en Estados Unidos, sino a nivel mundial. La mayor concentración de inversión en esta industria está en Pennsylvania, seguida de Texas.

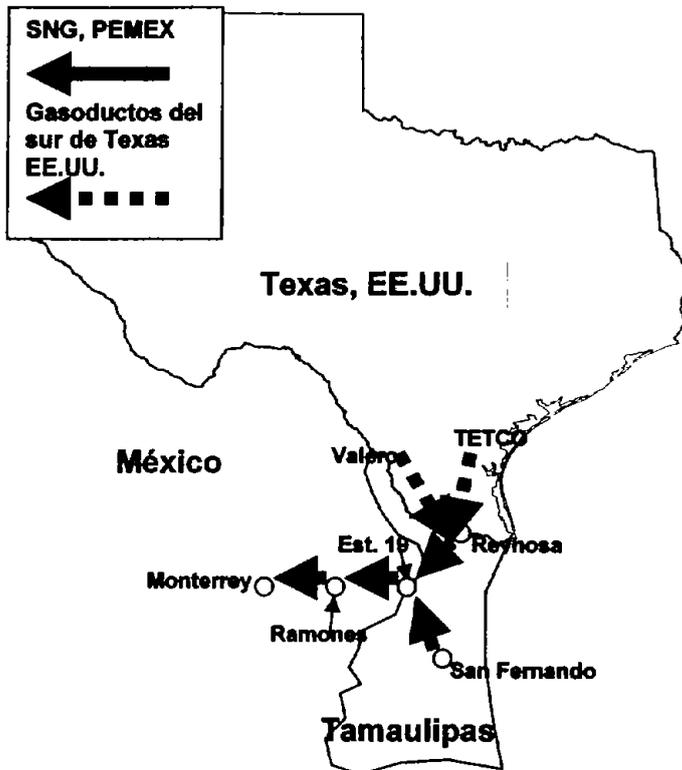
Cuadro 1
PIB en manufactura por industria: 1996 a 2003 en Texas, EE.UU.
(millones de dólares)

Industria	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
PIB Corriente	5743.8	5916.7	6244.4	6558.1	6947	7269.6	7661.8	8118.9
Manufactura	1031.4	1028.1	1063.6	1116.5	1216.1	1262.2	1369.1	1378.9
Bienes Durables	572.8	558.3	573.4	615.7	679.2	716.8	737.3	784.0
Productos de madera p/ construcción	31.8	30.0	32.0	34.6	38.4	40.9	39.1	42.8
Muebles y bases	15.4	15.1	16.2	17.7	18.5	19.4	20.5	22.1
Productos de piedra, arcilla y cristal	24.8	22.9	25.1	25.1	28.8	30.2	31.3	33.7
Industria primaria de metal	42.8	39.8	39.0	42.0	46.3	61.7	61.8	63.2
Fabricación de productos de metal	69.4	67.6	70.1	73.7	84.2	87.6	93.1	99.3
Maquinaria industrial	114.8	105.7	108.6	110.9	122.3	141.5	148.8	158.9
Electrónica y equipo Elec.	94.9	98.2	98.6	114.6	132.9	136.7	141.6	167.3
Vehículos de motor y equipo	48.1	42.3	52.8	71.5	87.4	85.2	82.4	85.4
Otro equipo de transporte	60.5	62.0	56.5	53.5	49.5	46.1	49.0	50.7
Instrumentos y productos deriv.	52.2	54.6	54.2	50.9	48.7	49.1	65.5	55.9
Otras industrias manufactureras	20.2	20.3	20.1	21.1	22.2	23.3	24.8	24.8
Productos no durables	458.6	489.8	490.3	500.8	536.9	570.5	571.8	594.9
Alimentos y productos relacionados	94.2	99.2	102.1	103.2	109.6	123.2	116.0	118.5
Tobaco	16.4	17.8	18.4	15.2	16.3	17.3	17.0	18.4
Textil	21.7	22.3	25.4	25.5	25.4	24.5	24.7	25.5
Ropa y otros productos textiles	25.2	25.9	27.2	27.4	28.2	27.4	26.7	28.4
Papel	45.3	44.8	45.8	47.7	51.3	58.8	56.6	55.0
Impresión y publicaciones	73.9	75.9	79.7	80.0	86.0	84.7	82.4	96.4
Productos químicos	110.3	114.1	120.5	124.6	140.6	156.1	155.8	158.8
Productos derivados del petróleo	33.0	29.7	28.2	31.3	30.4	28.3	29.6	35.2
Productos de goma y plástico	34.0	35.7	38.1	41.3	44.4	44.9	48.6	52.0
Productos de cuero	4.8	4.4	4.8	4.5	4.7	5.2	4.4	4.8

Fuente: U.S. Bureau of Economic Analysis, National Income and Product Accounts 1929 - 03, & Survey of Current Business, November 2003.

Esto ha originado un incremento en las conexiones de los gasoductos del sur de Texas en EE.UU. con los gasoductos de PEMEX, ya que en 1995 únicamente se contaba, en Tamaulipas, México, con interconexiones con los gasoductos de TETCO y Valero en Texas, EE.UU. (ver figura 3); mientras que en el 2003 estas interconexiones se incrementaron (ver figura 4).

Figura 3
Interconexiones del Sistema Nacional de Gasoductos SNG con
gasoductos del sur de Texas, EE.UU., en 1995



Fuente: Elaboración propia en base a información de PEMEX Gas y Petroquímica Básica. Situación actual del mercado de gas natural en México. agosto de 2003.

Figura 4
Interconexiones del Sistema Nacional de Gasoductos SNG con
gasoductos del sur de Texas, EE.UU., en 2003

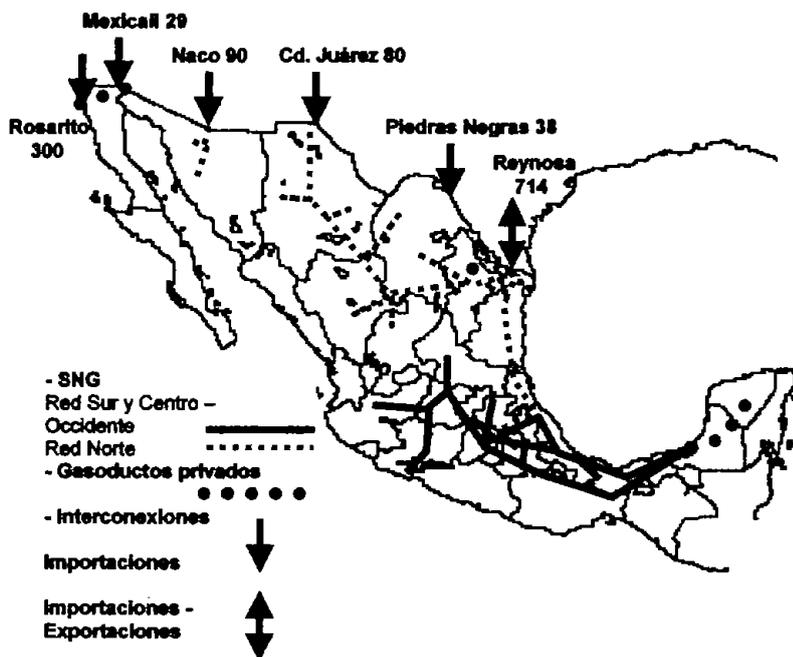


Fuente: Elaboración propia en base a información de PEMEX Gas y Petroquímica Básica. Situación actual del mercado de gas natural en México. agosto de 2003.

Este incremento en las interconexiones se debe a la actividad de las empresas filiales de las firmas estadounidenses, en territorio mexicano, que operan en la franja fronteriza y que corresponde a una estrategia de posicionamiento de las grandes empresas petroquímicas en la cual obtienen ventajas muy favorables para el desarrollo de su industria. Este incremento de las interconexiones, sin embargo, no ha representado una ventaja para PEMEX, ya que de pasar de una situación de equilibrio en el comercio exterior del gas natural, en 1995, ha pasado a una posición netamente deficitaria en el 2003 (ver Indicadores Operativos de PEMEX Gas, Anexo 1).

Este déficit en el comercio exterior de gas natural responde a situaciones de logística y del balance de oferta demanda. Las importaciones por logística o de los sistemas aislados se realizan para satisfacer la demanda de gas en el norte de la república, además de que resulta más económico suministrar el gas de EE.UU., que transportarlo desde los centros productores ubicados en el sureste. Estas se llevan a cabo por Ciudad Juárez, Naco, Rosarito, Mexicali y Piedras Negras (ver Figura 5).

Figura 5
Sistema Nacional de Gasoductos (SNG), gasoductos privados y capacidad de las interconexiones de gas natural con los Estados Unidos (millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: Elaboración propia basado en información de la SENER, Prospectiva del mercado de gas natural 2003 – 2012.

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 2002, el total de importaciones de gas natural se ubicó en 729 mmpcd, que representó un aumento de 91.7% respecto a 2001"⁸.

La situación del consumo de gas natural en México es la siguiente:

1. "El consumo actual de gas natural en México es de 6,300 millones de pies cúbicos por día (MPCD): Su destino es 45% PEMEX; 24% industria; 25% electricidad; 6% doméstico. Las ventas anuales de gas natural de PEMEX representan 6,000 millones de dólares (MD)
2. Actualmente se producen por parte de PEMEX 4,400 MPCD (1,304 MPCD es gas no asociado) y se importan de Estados Unidos de Norteamérica 874 mmpcd, representando estas importaciones 16.5% del consumo total, y una salida de divisas por 2,000 millones de dólares (MD) al año.
3. En los últimos 5 años, el precio medio anual del gas natural ha fluctuado entre 2 y 4 dólares por millar de pies cúbicos; sin embargo en este lustro presenta altibajos mensuales que oscilan entre 1.6 y 9.8 dólares por unidad. (En junio/2003 estuvo a 5.87 dólares por unidad).

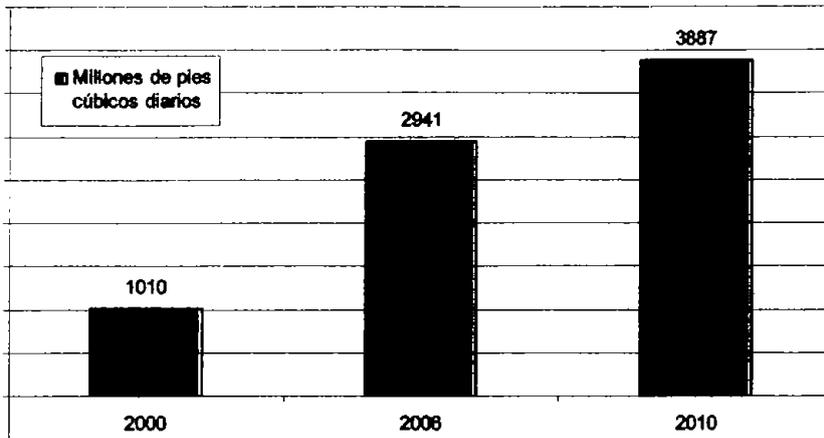
Los precios del gas natural en Estados Unidos dependen de factores ajenos a la economía mexicana"⁹.

De lo anterior se puede decir que las importaciones de gas natural, provenientes de los Estados Unidos, cubren un déficit en la demanda nacional de este hidrocarburo, que la producción nacional puede cubrir pero es más costosa que la importación de gas natural, y esto es una estrategia errónea a largo plazo ya que los mismos Estados Unidos son importadores de gas natural por lo cual no es una garantía que este país pueda seguir abasteciendo los déficit crecientes de gas natural debido al incremento de la demanda nacional de este energético (ver Gráfica 1).

⁸ Secretaría de Energía, Prospectiva del mercado de gas natural 2003-2012. México, 2003, pag. 58.

⁹ Programa Sectorial de Energía (11/enero/2002)

Gráfica 1
Demanda de Gas Natural del Sector Eléctrico
(millones de pies cúbicos diarios)



Fuente : Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía

Por lo tanto es importante abastecer las zonas, principalmente del norte del país, alejadas y/o no conectadas al Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) con producción nacional, es decir, intensificar la producción, transportación, distribución y comercialización del gas natural no asociado, de la Cuenca de Burgos, el mayor yacimiento de gas del país, "se calcula que la Cuenca de Burgos contiene más de 2.2 billones de pies cúbicos de gas natural de reservas probadas, 1.3 billones de pies cúbicos de probables y 1.8 billones de pies cúbicos de posibles"¹⁰.

Sin embargo, esto plantea una paradoja ya que si se quiere incrementar la logística de transporte del gas natural, entendiéndose gasoductos, producido en dicha cuenca, se debe de hacer una inversión importante para incrementar la red del SNG para transportar, distribuir y comercializar el gas natural proveniente de la Cuenca de Burgos, aunque esto resulta difícil en las actuales condiciones financieras de PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB) y en general de la empresa paraestatal, tal y como ha sido expresado por el ingeniero

¹⁰ PEMEX Exploración y Producción. Las Reservas de Hidrocarburos de México. México, 2002, pag. 30.

Francisco Garicochea dirigente del Grupo de Ingenieros Petroleros Constitución de 1917 : "para la extracción de gas natural en la Cuenca de Burgos, se necesitan más de 40 mil millones de dólares en inversiones para los próximos 15 años. En tanto, al límite de su capacidad financiera, Petróleos Mexicanos (PEMEX) se encuentra atado para impulsar proyectos de inversión con recursos propios por el peso de un pasivo total que alcanza 678 mil millones de pesos, los cuales representan casi 90 por ciento del valor de los activos, calculados en 770 mil 310 millones de pesos" ¹¹. Esto significa que la empresa más importante del país ya debe nueve de cada 10 pesos de su valor.

En esas condiciones la paraestatal ha tenido que apoyarse en el sector privado para solventar los gastos que representan los proyectos de expansión petrolera.

Por lo tanto ante la situación planteada anteriormente, el incremento de la demanda de gas natural enfrenta dificultades y algunas de las principales causas por las que ha crecido la demanda de gas natural en estos últimos años son:

- "Entre 1990 y 1998, la demanda de gas natural en EUA creció 1.6% anualmente y la de México lo hizo en 3.1%.
- A partir de 1999 la demanda de gas natural ha crecido aceleradamente debido a la utilización de tecnología de ciclo combinado en la generación de electricidad.
- La demanda de gas natural en EUA ascendió a 62,170 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) en el año 2000, mientras que la de México ascendió a 4,326 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) por lo que se observa una diferencia de 57,844 mmpcd.

¹¹ Victor Cardozo y Juan Antonio Zúñiga en : 300 empresas transnacionales acaparan contratos en Pemex , La Jornada, 20 de agosto de 2003.

• Se prevé que en el período 2001-2010 la demanda de gas natural en México registrará un crecimiento anual promedio superior a 8%, pasando de 4,326 mmpcd en el año 2000 a 9,499 mmpcd en 2010 (ver Cuadro 2)¹².

Cuadro 2
Sectores que han impulsado el crecimiento de la demanda
Demanda de gas natural (mmpcd de gas seco)

Sector	2000	2006	2010	Proyecciones	
				TMCA(1) 2000 -2006	TMCA(1) 2006 - 2010
Petrolero	1842	2479	2880	7.6	4.6
Industrial	1013	1672	1697	5.2	5.3
Petroquímico	373	589	589	7.9	4.7
Eléctrico	1010	2941	3887	19	14.4
Residencial	87	272	369	20.9	15.5
Vehicular	1	30	77	76.3	54.4
TOTAL	4326	7983	9499	10.8	8.2

(1) Tasa Media de Crecimiento Anual

Fuente: Secretaría de Energía. Prospectiva del mercado de gas natural 2002- 2011, pag. 35

Sólo el sector eléctrico en el 2000 utilizó 1010 millones de pies cúbicos diarios, de gas seco, y se estima que para el 2006 se incremente a 2941 y para 2010 a 3887 , como se muestra en la Gráfica 1. Esto refleja la importancia del uso del Gas natural en un sector estratégico como lo es el de generación eléctrica.

Otros sectores que han influido en el crecimiento de la demanda se este hidrocarburo son los que se presentan en el Cuadro 2, aunque son cifras preliminares, se puede notar un gran incremento en el uso de gas natural sobre todo en los 3 últimos rubros (eléctrico, residencial y vehicular) con Tasas Medias de Crecimiento Anual (TMCA) de 19, 20.9 y 76.3 % para el período 2000 – 2006 , esto es a corto plazo. A mediano plazo (2000 – 2010) se prevé TMCA de 14.4, 15.5 y 54.4% en los sectores antes mencionados. Aunque los sectores petrolero, industrial y petroquímico tienen TMCA importantes éstas son inferiores a las de los sectores antes mencionados. Y cabe destacar que el rubro en el cual se prevé un incremento superior a los demás es el vehicular.

¹² Secretaría de Energía. Prospectiva del mercado de gas natural 2002-2011. México, pag 45.

Lo anterior pone de manifiesto la importancia de la utilización del gas natural y por consecuencia su explotación para el abastecimiento de una demanda creciente. Sin embargo, a pesar del incremento de la oferta de Gas Natural esta no será suficiente para abastecer toda la demanda en el país, como se muestra en el Cuadro 3; se prevé que para el 2006 las importaciones aumenten a 28% y para 2010 a 30% , mientras que en el 2000 fueron de sólo 6%, es decir, sólo el 70% de la demanda será satisfecha.

Cuadro 3
Balance nacional de gas natural
Escenario de demanda, producción e importaciones de gas natural
(millones de pies cúbicos diarios)

	2000	2006	2010
Demanda	4326	7962	9499
Producción de gas seco	4089	4621	6681
Importaciones(netas)	258	2222	2817
Importaciones como % de la demanda	6%	28%	30%

Fuente : Sener. Prospectiva del mercado de gas natural 2002- 2011

Podría resumirse que las principales causas que motivan el mayor uso de gas natural en México, y que dan pie al impulso de la explotación de la Cuenca de Burgos son , en otras, las siguientes:

- Mayor uso de gas natural en la generación de energía eléctrica.
- Apertura a la participación del sector privado en las actividades de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural.
- La ubicación de corporaciones de la industria petroquímica del lado estadounidense que utilizan como materia prima el gas natural.
- Un impulso al sector textil y petroquímico en Tamaulipas, como respuesta a la creciente inversión en este sector de lado norteamericano
- La venta de energía eléctrica a los EE.UU.

2.2. Política Energética, transportación y distribución de gas natural

De acuerdo con lo establecido en el Programa Sectorial de Energía 2001 – 2006, el sector energético ha definido objetivos estratégicos y metas específicas involucrados con la transportación y distribución del gas natural. En este sentido, los objetivos del sector son:

- 1.- "Asegurar el abasto suficiente de energía, con estándares internacionales de calidad y precios competitivos, contando para ello con empresas energéticas, públicas y privadas, de clase mundial;
- 2.- Impulsar la participación de empresas mexicanas en los proyectos de infraestructura energética" ¹³.

Con relación a las metas que permitirán conocer el grado de cumplimiento de los objetivos estratégicos del sector energético para el 2006, al referirse al primer objetivo, enunciado anteriormente, el Programa Sectorial de Energía (PSE) menciona que el sector energético tiene el compromiso fundamental de garantizar el abasto suficiente de energía en términos y condiciones que permitan impulsar el crecimiento económico y mejorar la calidad de vida de la población. El logro de este objetivo contribuirá a alcanzar el segundo punto mencionado, es decir, contar con empresas energéticas de alto nivel con capacidad de abasto suficiente, estándares de calidad y precios competitivos.

Con relación al gas natural, que es parte de la industria petrolera nacional, el PSE tiene como objetivo alcanzar estándares internacionales de productividad, seguridad y eficiencia, proveer a la industria nacional de este insumo y servicio a precios competitivos y de calidad. El PSE prevé que "frente a escenarios de crecimiento económico superiores al de la población, sólo se podrá evitar la dependencia del suministro de energéticos del exterior si la oferta nacional de

¹³SENER. Programa Sectorial de Energía 2001-2006. México 2001, p. 74 y 75.

¹⁴ Ibid., p. 74 y 75.

insumos energéticos provenientes de los hidrocarburos crece en los próximos 10 años a tasas superiores a las de la producción total de bienes y servicios" ¹⁴. Para lo anterior las empresas del subsector de hidrocarburos, incluido el gas natural, deben operar con altos índices de eficiencia, seguridad y productividad, resultado de la instrumentación de políticas, programas y sistemas de modernización y adoptando aquellos estándares internacionales de calidad que las transformen en empresas competitivas por los precios y la calidad de sus productos.

Además "con el fin de que la industria petrolera nacional sea capaz de cumplir con su misión y contribuir con el logro de los objetivos generales del desarrollo nacional, las empresas del sector petrolero deben cambiar, buscando alcanzar mejores niveles de eficiencia, crecimiento constante de su productividad, capacidad y flexibilidad para incorporar los avances tecnológicos, aprovechamiento pleno de la experiencia y conocimientos de sus recursos humanos y nuevos sistemas de gestión que aumenten su rentabilidad y competitividad" ¹⁵. Al referirse al gas natural el PSE menciona que:

- Se diseñará e instrumentará una estrategia para aumentar la capacidad de producción de gas natural, y " poder alcanzar en el 2006 un volumen de 7700 millones de pies cúbicos diarios que permita satisfacer la demanda esperada" ¹⁶.

Para alcanzar lo anterior el PSE establece estrategias y líneas de acción (véase Anexo 2). En México, las actividades de exploración, producción, procesamiento y ventas de " primera mano" de gas natural son actividades estratégicas de PEMEX. Pero el actual marco legal permite al sector privado participar en el almacenamiento, transportación y distribución por gasoductos, incluyendo las actividades de importación y comercialización en todo el territorio nacional. El marco legal del gas natural está definido por distintos Artículos Constitucionales; el Artículo 28 constitucional establece que todas las actividades estratégicas llevadas a cabo por el Estado no deben ser

¹⁵ Ibid. P. 76

¹⁶ Ibid. P. 77

consideradas como monopolio. El Artículo 25 constitucional atribuye al Gobierno Federal la capacidad de ser dueño y operar las compañías públicas con el propósito exclusivo de operar actividades estratégicas tales como el Gas Natural. Finalmente el Artículo 27 establece que actividades están restringidas o son exclusivas del Estado y cuales son abiertas a las empresas privadas.

Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo de Petróleo

En 1995 se reformó la Ley Reglamentaria del Art. 27 Constitucional en el ramo del petróleo la cual, además de promover la participación del sector privado, nacional e internacional en la Industria del Gas Natural de México, propone la desagregación de las actividades involucradas en el suministro a los Adquirentes.

La ley Reglamentaria redefine la industria petrolera y establece una estructura reguladora de la industria en términos generales. La ley define las actividades que son estratégicas y reservadas sólo al Estado: exploración, extracción, producción y ventas " de primera mano", y aquellas actividades abiertas a la participación privada: construcción, operación, transportación, almacenamiento y distribución, incluyendo comercio externo e interno.

Sin embargo, la Ley de Inversiones Extranjeras vigente (publicada en el Diario Oficial de la Federación el 27 de diciembre de 1993) establece en su artículo 5to que ***están reservadas de manera exclusiva al estado las funciones que determinen las leyes en las siguientes áreas estratégicas: 1) Petróleo y demás hidrocarburos.*** Por otra parte el artículo 8vo, de la misma ley, enuncia que ***se requiere resolución favorable de la Comisión Reguladora de Inversiones Extranjeras, para que la inversión extranjera participe en un porcentaje mayor al 49% en las actividades económicas y sociedades que se mencionan a continuación:***

- Construcción de ductos para la transportación de petróleo y sus derivados;
- Perforación de pozos petroleros y de gas

Por lo tanto se permite la participación mayoritaria de Inversiones extranjera, estipulado en el artículo 8vo de la misma ley, mediante la autorización de la

Comisión Reguladora de Inversiones Extranjeras, en las áreas anteriormente enunciadas; sin embargo, la perforación de pozos petroleros y de gas no esta estipulada en la reforma de la Ley Reglamentaria del Art. 27 Constitucional de 1995. Por lo que la inversión extranjera en este último rubro viola los preceptos constitucionales sobre exclusividad de la nación en dicha área.

Ley de la Comisión Reguladora de Energía.

En octubre de 1995, la Ley de la Comisión Reguladora de Energía (LCRE) transformó a este organismo de ser un agente consultivo en materia de gas y electricidad (tal y como se le definió en su decreto constitutivo de 1993) en un organismo autónomo a cargo de la regulación de las industrias de electricidad y gas natural. La CRE promueve e impone el desarrollo eficiente de las siguientes actividades

Actividades reguladas (gas natural)

- "Ventas de primera mano
- Procesamiento de gas licuado de petróleo
- "Transportación, distribución y almacenamiento" ¹⁷

Hasta agosto de 2003, la Comisión otorgó 21 permisos de distribución y 102 de transportación. Estos permisos representaron una inversión de 2575 millones de USD (ver Cuadro 4).

De la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional referida al Ramo del Petróleo se deriva el Reglamento del Gas Natural (RGN) del 25 de noviembre de 1995; éste establece los principios y disposiciones que aplican a PEMEX y a la participación privada en las actividades reguladas de gas natural. Para esto, la CRE es la encargada de aplicar disposiciones necesarias que mejoren la regulación de estas actividades. En conformidad con el Reglamento de Gas Natural, la participación pública y privada en las actividades de transportación, almacenamiento y distribución están sujetas a permisos reglamentados.

¹⁷ SENER. Perfil energético de América del Norte. México 2002, pag. 53

Cuadro 4
Permisos de distribución y transportación de gas natural
vigentes a agosto de 2003

Tipo	Num. Permisos Otorgados	Inversión Comprometida (millones USD)
Transporte	102	1586
• Acceso abierto	16	1385
• Usos propios	86	201
Distribución	21	989
Total	123	2575

Fuente: Secretaría de Energía. *Prospectiva de gas natural 2003-2012*. México, 2003, Pág. 34.

En relación a lo anterior, la CRE emitió 3 directivas (ver Anexo 2) relacionadas con las actividades reguladas de Gas Natural, las cuales establecen los precios de primera mano del gas natural, así como la distribución. Los aspectos legales relacionados con la distribución y transportación del Gas Natural no asociado se pueden resumir brevemente, de la siguiente forma:

Transportación. Actividad regulada por la participación pública y privada. PEMEX controla el 85% de la capacidad instalada. La CRE ha otorgado permisos de transportación a 12 compañías.

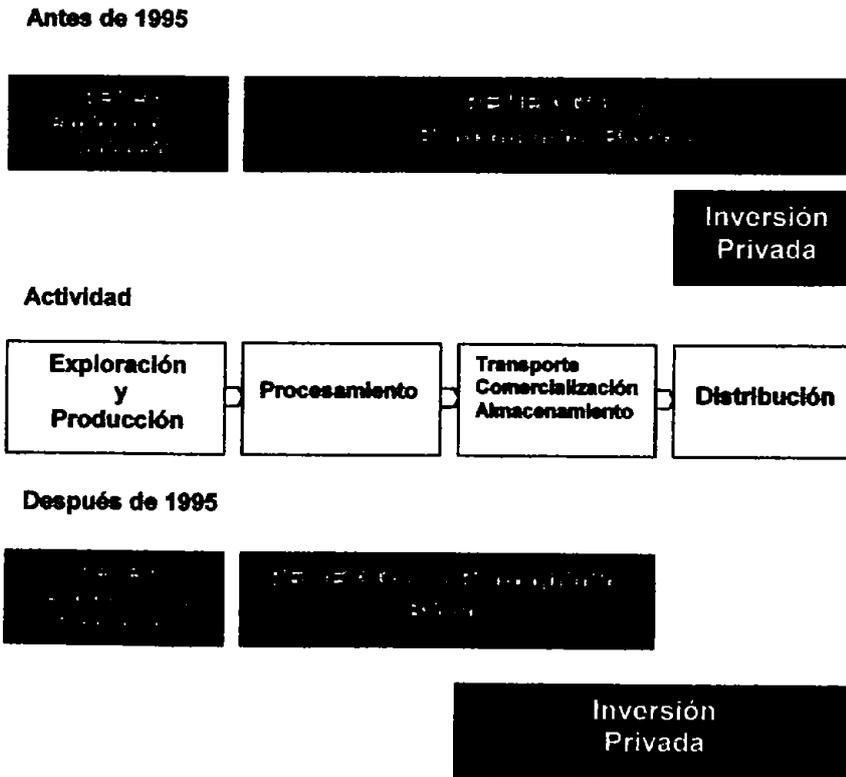
Distribución. La CRE ha otorgado permisos a 21 compañías locales y privadas en la distribución de gas natural. Algunas están desarrollando sus propias redes de distribución.

Regulación del gas natural. La CRE es la responsable del otorgamiento de permisos para el desarrollo de infraestructura en el mercado de gas natural. Este reglamento establece el precio tope a las ventas de primera mano el cual debe estar acorde con las directivas emitidas por la Comisión. La metodología en el cálculo de los precios debe reflejar los costos de oportunidad del sector, la situación en los mercados internacionales; así como el lugar donde la venta es realizada tomando en cuenta los precios tope, la regulación sobre

almacenamiento se determina por cada caso. El comercio nacional e internacional no está sujeto a la actividad de regulación.

De esta manera, la producción del Gas Natural sigue reservada al Estado, sin embargo, en las actividades de almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de Gas Natural, la nueva regulación promueve la entrada de nuevos participantes buscando mayor competitividad (ver Grafica 2).

Gráfica 2
Participación de PEMEX en el entorno regulado



Fuente: Elaboración propia en base a información de www.gas.pemex.com/seccion_frame.

Al respecto la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el ramo petrolero (cuya última reforma fue aplicada el 13 de noviembre de 1996) estipula en su artículo 4to, párrafo segundo, lo siguiente: **salvo lo dispuesto**

en el "Artículo 3ro"¹⁸, el transporte, el almacenamiento y la distribución de gas podrán ser llevados a cabo, previo permiso, por los sectores social y privado, los que podrán construir, operar y ser propietarios de ductos, instalaciones y equipos, en los términos de las disposiciones reglamentarias, técnicas y de regulación que se expidan. Y la Ley de la CRE, por su parte, en su Artículo 3ro fracción VIII dice que para el cumplimiento de su objeto, la CRE tendrá las atribuciones siguientes: aprobar los términos y condiciones a que deberá sujetarse la prestación de los servicios de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, a que se refieren las "fracciones VI y VII"¹⁹ del artículo 2 de esta Ley.

Nuevas condiciones en el mercado de Gas Natural

La nueva regulación, además de promover la participación del sector privado, nacional e internacional en la industria del Gas Natural de México, propone la desagregación de las actividades involucradas en el suministro a los Adquirentes.

¹⁸ Artículo 3

La industria petrolera abarca:

I.- La exploración, la explotación, la refinación, el transporte, el almacenamiento, la distribución y las ventas de primera mano del petróleo y los productos que se obtengan de su refinación;

II.- La exploración, la explotación, la elaboración y las ventas de primera mano del gas así como el transporte y el almacenamiento indispensables y necesarios para interconectar su explotación y elaboración, y

III.- La elaboración, el transporte, el almacenamiento, la distribución y las ventas de primera mano de aquellos derivados del petróleo y del gas que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas y que constituyen petroquímicos básicos, que a continuación se enumeran:

1. Etano; 2. Propano; 3. Butanos; 4. Pentanos; 5. Hexano; 6. Heptano; 7. Materia prima para negro de humo; 8. Naftas; y 9. Metano, cuando provenga de carburos de hidrógeno, obtenidos de yacimientos ubicados en el territorio nacional y se utilice como materia prima en procesos industriales petroquímicos." Diario Oficial de la Federación. Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo. Última reforma aplicada el 13 de noviembre de 1996, México, pág. 20.

¹⁹ * VI.- Opinar, a solicitud de la Secretaría de Energía, sobre la formulación y seguimiento del programa sectorial en materia de energía; sobre las necesidades de crecimiento o sustitución de capacidad de generación del sistema eléctrico nacional; sobre la conveniencia de que la Comisión Federal de Electricidad ejecute los proyectos o que los particulares sean convocados para suministrar la energía eléctrica y, en su caso, sobre los términos y condiciones de las convocatorias y bases de licitación correspondientes.

VII.- Aprobar los términos y condiciones a que deberán sujetarse las ventas de primera mano de gas natural y de gas licuado de petróleo y expedir las metodologías para la determinación de sus precios, salvo que existan condiciones de competencia efectiva a juicio de la Comisión Federal de Competencia". Diario Oficial de la Federación. Ley de la Comisión Reguladora de Energía. Última reforma aplicada el 23 de enero de 1998, México, pág. 15.

De esta manera, como la producción del Gas Natural sigue reservada al Estado, las ventas del producto a la salida de las plantas se reservan a PEMEX Gas. Sin embargo, en las actividades de almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de Gas Natural, la nueva regulación promueve la entrada de nuevos participantes buscando mayor competitividad.

El 14 de agosto del 2000, la CRE aprobó mediante la resolución RES/158/2000 el documento de Términos y Condiciones de Ventas de Primera Mano, (VPM) que establece las bases de la comercialización de las VPM. La aprobación de este instrumento representa el inicio del proceso de apertura del mercado de Gas Natural, ya que conjuntamente con las Condiciones de Transporte de PEMEX Gas, aprobadas en junio de 1999, se definen nuevas condiciones de participación en el mercado y con esto una nueva forma de contratación de Gas Natural.

Resultante de las nuevas condiciones:

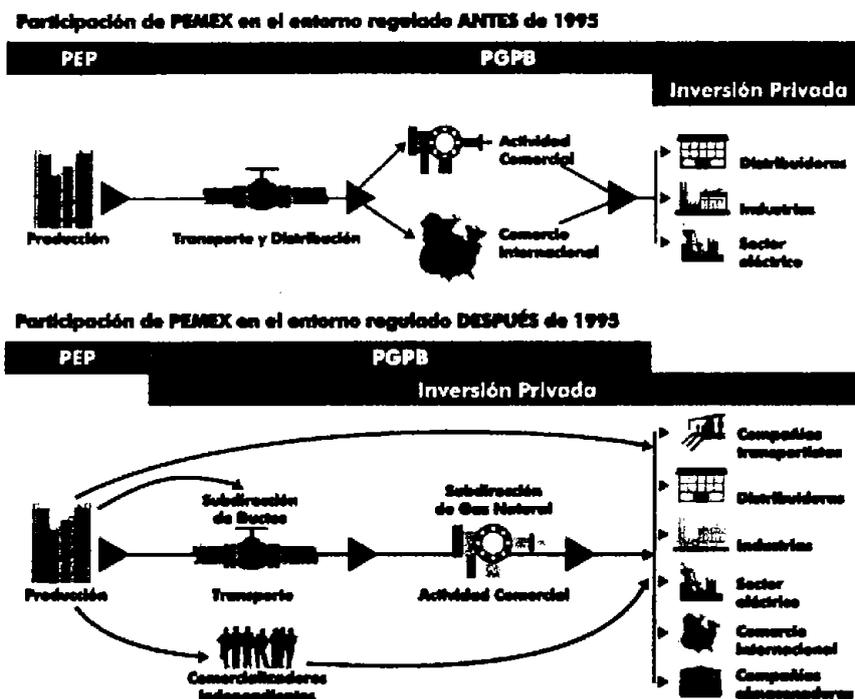
- 1) En materia de comercialización, los Adquirentes podrán elegir entre:
 - i) Comprar el Gas Natural a la salida de las plantas de proceso de PEMEX, contratando por separado el servicio de transporte, o
 - ii) Continuar como hasta ahora contratando la compra del gas entregado en el punto de destino.

PEMEX Gas está preparada para ofrecer esta opción, gracias a que su organización le permite manejar la compraventa de gas y el transporte en ductos bajo líneas de negocios distintas (ver Gráfica 3)

Como se puede observar, dentro de la organización de PEMEX Gas existen dos tipos de participantes en el mercado, el transportista y el comercializador. El transporte de gas es responsabilidad de la línea de negocios manejada por la Subdirección de Ductos, mientras que la compraventa del gas, ya sea con

entregas en las plantas de proceso o en los puntos de destino del Adquirente, se manejan a través de la Subdirección de Gas Natural.

Gráfica 3.
Participación de PGPB en la compraventa y transporte de gas



Fuente: Elaboración propia en base a información de www.gas.pemex.com/seccion_frame.

2) En relación con la prestación del servicio de transporte, el cargo por el servicio de transporte, se integrará por dos componentes: uno fijo denominado cargo por reservación, que se pagará independientemente de que se consuma el gas o no (como la renta del teléfono) y otro variable o cargo por uso, cuyo monto será proporcional a la cantidad de Gas Natural que efectivamente se transporte a través del sistema de gasoductos.

La forma en la que funcionará la administración del sistema de transporte permitirá a los usuarios contratar la capacidad disponible la cual se utilizará para satisfacer los requerimientos de entrega de gas en la medida que los

adquirentes: (a) reserven directamente la capacidad para realizar contrataciones separadas de gas y transporte o (b) firmen un contrato de venta de primera mano en forma agregada (para entrega en el punto designado por el Adquirente) con la Subdirección de Gas Natural. En este caso, el Adquirente no necesita realizar una reservación directa de capacidad de transporte con la Subdirección de Ductos. Será la Subdirección de Gas Natural, como comercializador, quien gestione lo necesario para satisfacer los pedidos de estos Adquirentes.

De conformidad con la modalidad de entrega que elija el Adquirente para la operación de compraventa agregada, disfrutará de la misma seguridad de suministro de PEMEX Gas como si hubiera efectuado la reservación de capacidad en forma independiente.

Como consecuencia de lo anterior cualquier Adquirente podrá satisfacer sus requerimientos de gas natural con la Subdirección de Gas Natural a través de los contratos previstos en los Términos y Condiciones de VPM, a elección del Adquirente por medio de una Contratación Desagregada o Agregada. La cual tiene las siguientes modalidades de servicio.

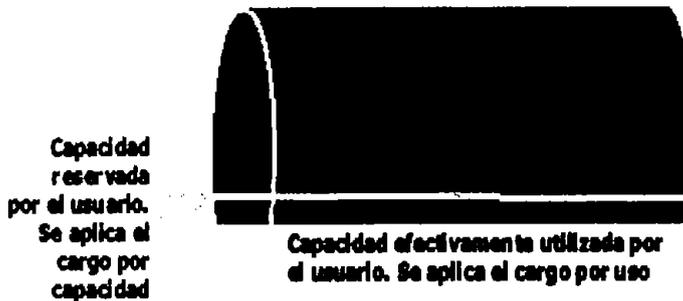
Servicio de Transporte en Base Firme

Bajo esta modalidad el usuario debe realizar la reservación de capacidad necesaria para cubrir sus requerimientos de gas. PEMEX Gas, por su parte, se compromete a no realizar interrupciones en la conducción hasta por dicha cantidad reservada.

El usuario tiene el derecho de utilizar el total de la capacidad reservada durante el periodo definido en el contrato; generalmente se contratan periodos anuales.

El servicio en base firme se ofrece hasta que se agota por completo la capacidad de los ductos en el SNG (ver Figura 6), en cuyo caso los usuarios pueden optar por el servicio interrumpible o acudir al mercado secundario de capacidad, es decir, a gasoductos privados.

Figura 6
Servicio de Transporte en Base Firme



Fuente: www.gas.pemex.com/seccion_firme

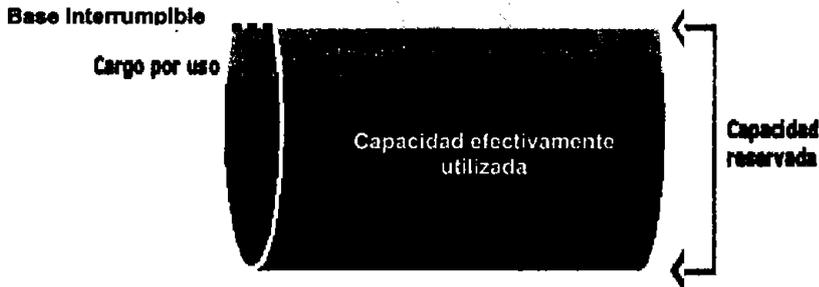
Base Interrumpible

Servicio de Transporte en Base Interrumpible: en este servicio se realiza la conducción del gas siempre que exista una diferencia entre la capacidad reservada por todos los usuarios y la que realmente utilicen en un periodo determinado, por lo que, si se requiere, el suministro puede ser interrumpido para dar prioridad a los contratos de servicio en base firme.

El servicio también puede ser interrumpido a petición del usuario en caso de no requerir el transporte del energético.

Los usuarios del Servicio de Transporte en Base Firme tienen el derecho a reservar capacidad hasta por la cantidad de energía establecida en su contrato. La reservación de capacidad garantiza la factibilidad de conducción del gas natural desde sus puntos de origen (donde PEMEX Gas recibe el gas) hasta sus puntos de destino (donde PEMEX Gas entrega el gas), a través de las rutas y fechas especificadas en el contrato (ver Figura 7).

Figura 7
Servicio de Transporte en Base Interrumpible



Fuente: www.gas.pemex.com/seccion_frame

La reservación de capacidad queda garantizada al momento de firmar el contrato de transporte respectivo, en el cual se deben especificar, entre otras cosas:

Tipo de servicio: Firme o Interrumpible.

Puntos de Origen: es el lugar físico en donde el usuario, o quien éste designe, entregará el gas natural a PEMEX Gas para ser transportado, transmitiendo la custodia y riesgo de dicho gas a PEMEX Gas.

Puntos de Destino: es el lugar físico en donde PEMEX Gas entregará el gas natural al usuario, o a quien éste designe, transmitiendo la custodia y riesgo de dicho gas al usuario.

Tarifas aplicables: las tarifas acordadas para cada una de los pares de puntos de origen y destino definidos.

Presión: se definirán los rangos de presión para los puntos de entrega.

Vigencia: tiempo de duración del contrato.

Datos generales: Nombre, teléfono y dirección de los contactos para efectos de pedidos y facturación.

efectos de pedidos y facturación.

De las modificaciones antes vistas a los contratos de VPM y de transporte de gas natural , a través de los gasoductos, se deriva el esquema de Contratos de Servicios Múltiples. Esto implica que empresas privadas puedan desempeñar la labor de transportistas y comercializadores de hidrocarburos. Esto ha generado gran controversia en el sector de hidrocarburos por lo que es pertinente analizar este tipo de contratación de servicios por parte de PGPB.

2.3. Contratos de Servicios Múltiples (CSM)

Con respecto al financiamiento de los proyectos de Gas Natural, "el PSE 2001 – 2006 prevé un monto de 21 mil millones de USD" ²⁰ para el período 2000 – 2009, lo que significa que en promedio se deben invertir 2100 millones de USD anuales; por lo que para los siguientes 3 años, por ejemplo, se necesitarán 6300 millones de USD de inversión para satisfacer la demanda de este hidrocarburo. Esto requiere de más esquemas de financiamiento de los proyectos de inversión de largo plazo; una alternativa propuesta en este sentido por la Dirección de PEMEX es la figura de Contratos de Servicios Múltiples la cual se pretende en primer término aplicar para aumentar las reservas y producción de gas no asociado.

"Los Contratos de Servicios Múltiples (CSM) son contratos de obras públicas sobre la base de precios unitarios y agrupan en un solo contrato los servicios que PEMEX contrata. Bajo los CSM la propiedad y dominio de los hidrocarburos son de la Nación. PEMEX mantiene el control de la exploración y explotación. El contratista únicamente recibe un pago fijo por las obras realizadas y los servicios prestados. Con los CSM se incrementará la producción de gas natural, con lo que se podrán sustituir importaciones y se creará un número importante de empleos" ²¹.

El tipo de contratación referido se instrumentaría en 3 etapas y con plazo máximo de 20 años. La primer etapa contempla licitaciones que fueron hechas

²⁰ SENER. Programa Sectorial de Energía 2001 – 2006. México 2002, p. 31.

²¹ www.pemex.csm.com

a partir del segundo semestre de 2002, enfocadas a un programa de desarrollo de la Cuenca de Burgos; "según estimaciones de PEMEX esta primera etapa es rentable hasta antes de impuestos, lo que implica realizar una modificación al régimen fiscal que actualmente se aplica a la paraestatal, para asegurar su viabilidad económica" ²².

Sin embargo, la paraestatal enfrenta una dura oposición en el Congreso en torno a los llamados "Contratos de Servicios Múltiples", toda vez que los críticos argumentan que violan la Constitución, la cual establece que la exploración y la producción de hidrocarburos es prerrogativa del Estado.

La otra alternativa planteada esta relacionada con la modificación del régimen fiscal de PEMEX, de manera tal que le permita a la empresa pública contar con recursos propios para el desarrollo de proyectos de inversión, considerando que "actualmente PEMEX aporta más del 35% de los ingresos fiscales" ²³.

Evidentemente cualquier alternativa que se logre plantear deberá considerar algunos de los principios rectores de la política energética señalados en el Programa Sectorial de Energía 2001 – 2006, que básicamente para el caso del gas son los siguientes:

- 1.- Soberanía energética.- México conservará, tanto por razones históricas, como por conveniencia económica la propiedad, exploración, manejo y regulación de los recursos energéticos nacionales y se mantendrá el carácter público de las empresas del Estado.
- 2.- Seguridad de abasto.- Tanto el desarrollo económico como la competitividad internacional de toda nación moderna requieren de la seguridad en el abasto. (en el caso del gas con mayor razón, por su vinculación con la generación de energía eléctrica).
- 3.- Compromiso social. La energía es un elemento fundamental no sólo para el crecimiento económico, sino para mejorar las condiciones cotidianas de los ciudadanos.

²² Vázquez Meléndez, Luis Alberto, El gas natural en México y su financiamiento. OLADE, México 2002, p. 17.

²³ *Ibid.* p. 17.

Es necesario que cualquier propuesta de solución, tenga viabilidad política entre los actores del Ejecutivo y el Legislativo y cuente con el apoyo requerido para su instrumentación, además deberá considerar entre otros aspectos el marco legal mexicano y a los principios rectores citados. De no considerarse al menos estos aspectos, cualquier propuesta por muy técnicamente elaborada que se presente tendrá menos posibilidades de viabilidad, debido a la naturaleza intrínseca del funcionamiento político, económico y social en México.

El 20 de diciembre de 2002 el Senado recibió la versión final del contrato genérico, también lo recibieron la Cámara de Diputados y las Secretarías de Energía; Hacienda y Crédito Público; Contraloría y Desarrollo Administrativo; y Gobernación. Las principales características del contrato genérico definitivo, que es aplicado no sólo en la Cuenca de Burgos sino en otras cuencas, son las siguientes ²⁴:

- El contratista realizaría actividades de exploración, desarrollo, producción, transporte y procesamiento de gas natural no asociado y condensados en una zona específica, por un periodo de hasta 20 años
- El contratista no sería propietario ni de las reservas descubiertas ni de los hidrocarburos producidos. Los hidrocarburos producidos dentro del área de trabajo serán propiedad exclusiva de PEP. Dichos hidrocarburos se le entregarían a PEP para su comercialización. Dicha entrega es contable, pues el transporte físico hasta las instalaciones de PGPB lo realiza el contratista. Así, en paralelismo a lo que ocurre en la industria eléctrica, el contrato estaría creando la figura de "productor independiente de gas no asociado y condensados".
- El contratista realizaría "obras" de desarrollo, infraestructura y mantenimiento. Las "obras de infraestructura" incluyen la construcción y

²⁴ Unión Nacional de Trabajadores de Confianza de la Industria Petrolera, Asociación Civil. Foro sobre Contratos de Servicios Múltiples en PEMEX: Legalidad e impacto económico y laboral. Villahermosa, Tabasco, México, 8 de febrero del 2003.

reparación de caminos de acceso, la preparación de los lugares necesarios para la infraestructura y la construcción e instalación gasoductos y cualquier planta o equipo para el acondicionamiento y tratamiento del gas. Las "obras de mantenimiento" incluyen el mantenimiento (operación) de las líneas de recolección y de sistemas de monitoreo de supervisión de operaciones; el transporte y medición de gas y condensados; el "mantenimiento" (operación) de equipos complementarios. Las "obras" también incluye la obtención de permisos, la obtención de los derechos de acceso, los estudios ambientales y otras actividades. Así, el contratista sustituye a PEMEX y realiza actividades que la Constitución reserva al Estado.

- El contratista se encargaría de la entrega del gas y condensados a PGPB el contratista lo que no podría realizar es la venta del gas y los condensados, actividad comercial que el contrato considera derecho exclusivo y responsabilidad de PEP.
- El accionar del contratista no se restringiría a la zona contratada. Las "obras" podrían ejecutarse tanto dentro como fuera de dicha zona. El contratista podría producir gas no asociado, construir infraestructura, así como operar instalaciones de tratamiento de gas y líneas de recolección fuera del área de trabajo si ello permitiera, por un lado, cumplir con actividades relacionadas con el área de trabajo y con algunas disposiciones contractuales y, por el otro, aumentar y manejar los volúmenes de gas de PEP que no provienen del área de trabajo ("gas exterior"). Esto último significa que la totalidad de la explotación de gas no asociado y condensados en la Cuenca de Burgos, así como la de otras cuencas, podría transferirse a las compañías petroleras internacionales.
- El contratista ejecutaría bajo su propio costo las obras de desarrollo e infraestructura. Si los precios del gas caen, no encuentra hidrocarburos o la producción es insuficiente para cubrir los costos fijos y variables, el contratista asumiría la pérdida. Es claro que se trata de un contrato de riesgo.

- Sin embargo, como PEMEX busca interesar a las transnacionales, el contrato prevé salvaguardas para reducir la exposición al riesgo comercial y al riesgo geológico. Al contratista se le relevaría de la obligación de cumplir con una parte o la totalidad del programa de perforaciones si llegara a ocurrir cualquiera de los eventos siguientes: i) si el precio promedio del gas natural se sitúa por debajo de 2.15 dólares por millar de pies cúbicos durante los 4 períodos preestablecidos en el contrato y cuya duración va de unos días a 12 meses; ii) si la perforación diera por resultado 3 pozos secos o 6 pozos no económicos en forma consecutiva. El contratista también sería relevado de sus obligaciones si opina que ya no tiene caso perforar –por escasez de reservas o precios bajos– y el representante de PEP en el área de trabajo está de acuerdo con esa opinión, lo cual ocurrirá siempre pues el contrato establece una recomendación en ese sentido. El contrato está diseñado para proteger los intereses del contratista, al preservar la rentabilidad de sus inversiones y disminuir su exposición al riesgo.
- Las obras realizadas por el contratista serían pagadas sobre la base de precios unitarios que contemplan 5 componentes: costo directo, costo indirecto (porcentaje específico del costo directo), costo de financiamiento (porcentaje específico de los dos costos anteriores), el margen de ganancia (porcentaje específico de los tres costos anteriores) y los costos adicionales (tales como impuestos relacionados con las obras).
- El contratista realizaría las obras bajo su propio costo, gasto y riesgo. Recibiría una contraprestación en efectivo pagadera mensualmente y que cubriría la amortización de la inversión, los intereses correspondientes y los costos de operación. La contraprestación estaría basada en los precios unitarios ofertados por el contratista. El reembolso de los costos de capital se efectúa bajo un esquema de amortización acelerada de 4 años, con pagos anuales equivalente al 40, 30, 20 y 10% de los precios unitarios para cada obra de desarrollo o

infraestructura. Los "intereses financieros" se aplicarían a la totalidad del saldo insoluto del capital que origine la contraprestación por obras de infraestructura y desarrollo.

- La obligación de PEP de pagar la contraprestación y los intereses financieros estaría sujeta a un "límite de pago mensual" ya que el pago provendría del flujo de ingresos generado por el área de trabajo menos el ingreso garantizado a PEP (entre 12 y 40% del ingreso total o tal vez menos dependiendo del factor de desempeño introducido en la fórmula que calcula el "límite de pago mensual"). Si la contraprestación y los intereses exceden el monto del límite de pago mensual para ese mes entonces el contratista tendría derecho a trasladar al excedente para que PEP lo pague en los meses siguientes, cobrando además intereses financieros sobre el monto trasladado. Eso significa que PEP pagaría intereses sobre intereses. Cualquier excedente trasladado que no haya sido pagado al término del contrato se extinguiría y no sería pagado por PEP.
- El contratista estaría sujeto al ISR. Los otros impuestos, derechos o gravámenes a que esté sujeto entran como un componente del costo. El pago del IVA corre por cuenta de PEMEX. Así, el régimen fiscal petrolero subyacente en el contrato es muy favorable para el contratista.
- El contratista no será responsable frente a PEMEX o cualquier tercero por la exactitud de la información que entregue al Gerente de Operación de Contratos en materia de reportes relativos a reservas, los estimados de flujos de caja anticipados basados en precios unitarios y cualquier otra información y documentación necesaria para que PEMEX obtenga financiamientos para los fines que estime pertinentes. El contratista está obligado a preparar la información de acuerdo a las buenas prácticas de la industria, pero no está obligado ni a revelar toda la información ni a entregar información exacta. El contrato autoriza a la transnacional a contar y ejercer un poder real: la asimetría de información.
- Aunque PEMEX reconoce que el mantenimiento de un gasoducto tiene lugar ocasionalmente, le pagaría al contratista no por cada intervención

de mantenimiento sino por cada día completo que el gasoducto este funcionando.

- Los precios unitarios para las obras de mantenimiento de gasoductos e infraestructura incluyen: i) los costos del personal de campo; ii) todos los costos de productos químicos, lubricantes, grasas y suministros; iii) todos los costos de operación de los equipos; iv) costos de reparación menor para los pozos; v) costos de mantenimiento y reparación de carretera del sitio; vi) derechos de paso; vii) costos de monitoreo y del reporte de producción; viii) costos por todos los reportes bianuales de reservas.
- Sin embargo, los costos indirectos de mantenimiento, los cuales no están definidos en forma de precios unitarios, incluyen todos los costos generales y de administración de las obras, tales como i) costos por reportes a entidades gubernamentales u organismos ambientales; ii) costos de la casa matriz y demás filiales del contratista tanto en México como en el exterior; iii) costos por emisión y mantenimiento de cartas de crédito y garantía; iv) costos por servicios legales; v) costos por licencias de tecnología o programas de computación; vi) costos relacionados con la administración y dirección de consorcios; vii) costos por emisión y mantenimiento de pólizas de seguros; viii) costos por pago a agentes y demás intermediarios de las actividades del contratista; ix) costos relacionados con la operación y mantenimiento de los servicios e instalaciones de la residencia de obra; x) costos por cualquier oficina o edificación; xi) costos relacionados con la salud, la seguridad y el medio ambiente; xii) costos derivados de los programas de entrenamiento; xiii) costos relacionados con gastos contables o derivados de auditorías y emisión de reportes financieros y xiv) costos de cualquier tipo de viaje o transporte de personal. Es claro que el contrato está permitiendo el cobro "a precios de oro" por algunos bienes y servicios, como medio para que el contratista obtenga ganancias extraordinarias (rentas) en detrimento de las finanzas públicas.

Al analizar los CSM, se evidencia que algunos términos contravienen las leyes:

A.- Los CSM supeditan el pago de los servicios contratados al volumen de producción que se obtenga. Si se obtiene una cantidad de gas, cuyo precio de venta sea inferior al costo de los servicios, los pagos se diferencian. Esto es contrario a lo que establece la Constitución y la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en materia del petróleo, Artículo 6° que dice: "PEMEX podrá celebrar Contratos de prestación de servicios. Las remuneraciones serán en efectivo y en ningún caso habrá participación en los resultados de las explotaciones

Las actividades descritas como "mantenimiento" en los CSM, incluyen también la operación, control, transporte, acondicionamiento etc.; es decir todas las actividades petroleras en esa área. En realidad, se está creando un PEMEX o un PEMEX Exploración Producción (PEP) paralelo. Esta situación contraviene el Artículo 28 Constitucional, párrafo 5 que establece "el Estado contará con los organismos y empresas que requiera para el eficaz manejo de las áreas estratégicas a su cargo. En la Ley Orgánica de PEMEX, Art. 3o., se señala claramente que el objeto de PEP es precisamente la exploración y producción del gas natural, y en el párrafo 3 dice: las actividades estratégicas que esta ley encarga a PEP, solo podrán realizarse por estos organismos. Es claro que PEP debe realizar estas labores con personal propio y no convertirse en administrador de contratos, que transfieren a terceros sus obligaciones estratégicas.

Respecto al desarrollo de los trabajos de los CSM, observamos que a las compañías que participan se les hará entrega de las áreas probadas de gas no asociado, por lo que se considera una entrega de contratos asegurados, infraestructura y áreas abiertas a la comercialización, asegurándoles un total éxito en su inversión.

Con los CSM, PEMEX estaría en un alto riesgo de no poder asumir la dirección de estos contratos en caso de una rescisión por incumplimiento del Contratista, ya que únicamente cuenta con el personal supervisor y administrador del contrato, mas no con la estructura técnica-operativa para desarrollarlo por

propia cuenta. Sin embargo, se prevé esta situación en la Cláusula 12.3 Abandono de pozos productivos, pozos existentes e infraestructura de las revisiones al Tercer Modelo de Contrato (ver Anexo 6).

En conclusión este tipo de contratos dan una ventaja a las empresas internacionales sobre PEP, asegurándoles cuantiosas ganancias en detrimento de PEMEX. Además la versión definitiva del contrato genérico no se apega al marco jurídico vigente. Si se aplica se estaría en contra de la Constitución y la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo. Es un contrato de riesgo que PEMEX maneja como contrato de servicio, es decir, se plantea como un contrato de Obra Pública sobre la Base de Precios Unitarios. Sin duda hay un gran interés del sector privado, nacional y extranjero, para participar en la explotación de la Cuenca de Burgos por lo que se revisará a continuación el nuevo impulso dado a este yacimiento de gas natural no asociado.

2.4. IMPULSO E IMPORTANCIA DEL SECTOR PRIVADO NACIONAL Y EXTRANJERO

En los últimos años la frontera norte ha sido un espacio atractivo para la IED. El crecimiento industrial de Tamaulipas es resultado de varios factores, entre los que destacan: sus recursos naturales como el petróleo y gas natural; cuenta con abundantes recursos acuíferos y una amplia infraestructura para la producción pues se han construido 25 parques industriales y vías de transporte aéreo, ferroviario, marítimo y carretero. Así mismo cuenta con 11 puentes carreteros que conectan a la entidad con el estado de Texas en Estados Unidos. Además su ubicación geográfica dota a la entidad de una ventaja respecto de los mercados nacionales e internacionales.

Así mismo, "cuenta con una fuerza laboral joven con altos niveles de productividad, gracias a la trayectoria de aprendizaje en el ensamblado automotriz y electrónico"²⁵.

De igual manera, se han establecido programas de desregulación y simplificación administrativa que brindan amplias facilidades para el

²⁵ Gobierno del Estado de Tamaulipas, Dirección General de Industria. Comercio e Infraestructura. Marzo del 2000, p. 3.

establecimiento de empresas productivas; "permiten la inversión hasta de un 100% a los extranjeros, establecen mecanismos ágiles para la operación del comercio internacional y otorgan total libertad para repatriar dividendos y hacer pagos al exterior" ²⁶.

Las prácticas de producción se apegan cada vez más a las técnicas reconocidas internacionalmente, como, "Calidad Total (TQC), Justo a Tiempo (JIT) y Maximización en el manejo de inventarios y de planeación manufacturera (MRP- II), lo que configura una cultura empresarial de clase mundial" ²⁷.

Dentro de los programas creados por el sector privado, existe el Sistema de apertura inmediata de empresas, así como el Consejo Empresarial para el Desarrollo Sostenido. De igual manera, "se han creado programas específicos de vinculación educativa como el Instituto Tamaulipeco para la Elevación de la Calidad y, el Centro de Capacitación y Desarrollo Empresarial Integral" ²⁸.

Sin embargo, el crecimiento industrial de Tamaulipas está íntimamente relacionado con las actividades económicas que se desarrollan al otro lado de la frontera, lo que se puede concluir, cuando se observa que las principales empresas generadoras de valor agregado en el estado pertenecen a un corporativo estadounidense, en su mayoría ubicados en Texas (ver Cuadro 5).

La importancia de Tamaulipas para la IED, en el caso de las industrias química, petroquímica y textil, son los recursos naturales, principalmente los energéticos, como ya se mencionó anteriormente. La industria química y petroquímica se establece en la zona conurbada del sur, Tampico – Madero – Altamira, ello se explica por la ubicación de la refinería Madero y la cercanía con los recursos naturales como el petróleo y el gas natural. El desarrollo de estas industrias ha permitido la producción de resinas plásticas de PVC y acrílicas, igualmente se producen hules sintéticos y fibras sintéticas como poliéster para la industria textil. Así, es en esta entidad donde se localiza la

²⁶ Ibid.

²⁷ Gobierno del Estado de Tamaulipas, op. cit. P. 5.

²⁸ Ruiz Duran, Clemente. "Territorialidad, industrialización y competitividad", en Clemente Ruiz Durán y Enrique Dussel Peters (coord), op. cit. p. 44, 50 – 51.

mayor inversión privada de empresas químicas y petroquímicas; existen 18 empresas privadas que producen en conjunto alrededor de 2 millones 300 mil toneladas de productos químicos y petroquímicos. Entre las principales se encuentran: Grupo Apexk, DuPont, Guilford Mills y Cone Mills.

El desarrollo de la industria química en la zona centro y sur ha estimulado el crecimiento y la diversificación de otras industrias, sobre todo la textil, a fin de aprovechar la abundancia de agua y la producción de fibras naturales y sintéticas de la industria química.

Cuadro 5
Las 10 empresas más importantes según el valor agregado por municipio de Tamaulipas

Empresas	Municipio	Corporativo	Origen	V. Agregado
Am Mex Productos Internacional S. de R. L. de C. V.	Reynosa	Am- Mex Products Inc.	N.Y. 14534, U.S.A.	1929,163,711
Servicios Industriales Nova Link, S.A. de C.V.	Matamoros	Nova - Link	Brownsville Texas, USA	777,971,117
Lintel de México, S.A. de C.V.	Reynosa	Sinopec Internacional, Co.	Mc Allen, USA	470,068,533
Vidrio Decorativo Occidental, S.A. de C.V.	Matamoros	Wester Reserve Products	Gallatin Texas, 37066, USA	208,368,723
Hai Mexicana, S. de R.L. de C.V.	Matamoros	Hai - Texas, L.P.	Brownsville, Texas. 78523, USA	161,456,730
Productos Electromecánicos Bac, S.A. de C.V.	Matamoros	Breed Automotive, Co.	Township, New Jersey USA	161,377,326
Ms Mecanica, S.A. de C.V.	Matamoros	Gat Machina Shop Inc	Olmito, Texas, USA	128,591,250
Fábrica Textil de Palmillas, S.A. de C.V.	Matamoros	Int. Trade Contract Proc. Service	Brownsville, Texas. 78520 USA	127,718,276
Erika de Reynosa, S.A. de C.V.	Reynosa	Erika V.S.	Mc Allen, Texas, USA	128,727,927
Hai Mexicana, S de R.L. de C.V.	Reynosa	Texas Hai Lp.	Brownsville, Texas. USA	128,591,250

Fuente: Correa Serrano, Ma. Antonia. *Inversión extranjera directa y dinamismo regional*. UAM - Xochimilco, México, 2001, p. 17.

Organización Empresarial

Este tipo de empresas son corporativos globales con una red de producción a nivel mundial e integradas de manera vertical al interior del propio corporativo. Su forma de operar es a partir de diversas estrategias, no se conforman con establecer alianzas o joint venture con los consumidores, que generalmente son otras empresas. Van más allá en la conformación de una red de producción que lleva a estrategias de integración. Es decir, "son empresas que pertenecen a corporativos transnacionales que producen diferentes componentes en diversas partes del mundo y desarrollan importantes encadenamientos intra empresa (clusters) y cadenas productivas a nivel global. Además, mantienen eslabonamientos productivos con otras empresas" ²⁹.

Estos corporativos han sido el motor de la fragmentación del proceso productivo en la globalización, en donde las empresas forman parte de esta estrategia de producción. Las fases de producción trabajo intensivas, en el caso del distrito transfronterizo Tamaulipas – Texas, se realiza del lado mexicano, mientras que del lado estadounidense, los corporativos mantienen el control de la tecnología y el conocimiento del proceso productivo en su conjunto.

"Así, las redes de producción mundial se han impuesto como la forma de maximizar, entre otros, la producción flexible, los procesos de producción, la calidad, el justo a tiempo, la reducción de inventarios, la integración de funciones operativas y las soluciones de problemas, etc. Este modo de producción, por tanto, requiere de nuevas formas de distribución de las responsabilidades, así como de los costos y beneficios del proceso de aprendizaje, del mismo proceso productivo y de otros" ³⁰.

Así, el Distrito Industrial transfronterizo Tamaulipas – Texas está determinado del lado mexicano por la actividad que se realiza al otro lado de la frontera.

²⁹ Correa Serrano, Ma. Antonia. Inversión extranjera directa y dinamismo regional. UAM – Xochimilco, México, 2001, p. 15.

³⁰ Enrique Dussel Peters, "Experiencias internacionales de industrialización", en Clemente Ruz Durán y Enrique Dussel Peters (coord.), Dinámica Regional y Competitividad Industrial, Editorial Jus, México, 1999, p. 64-65.

Importancia de la Cuenca de Burgos en el desarrollo industrial

La importancia de la Cuenca de Burgos; ubicada en los estados de Tamaulipas, Nuevo León y Coahuila; radica en que el gas natural es la materia prima de la industria química. Además, este elemento es básico en la generación de electricidad, necesaria para la planta productiva. El problema es la falta de recursos para la explotación de estos yacimientos, ya que los energéticos y petroquímica básica no están abiertos a la IED. Aquí cabe preguntarse hasta qué punto es el incremento de la demanda de energía eléctrica a nivel nacional, o es la presión de las grandes empresas de la industria petroquímica y química de la región transfronteriza lo que está llevando a plantear la apertura de la IED para la explotación de la Cuenca.

También es un hecho que los costos de inversión en la perforación de cada pozo implican un millón de USD, recursos que el gobierno federal está lejos de suministrar en las actuales condiciones económicas.

El hecho es que los energéticos de esta región son vitales para la planta industrial transfronteriza, sobre todo cuando el desarrollo de la industria química en Texas ha llevado a que sea esta rama la más importante en la generación del PIB. Ello haría más profunda la integración complementaria de la región; del lado mexicano se seguirían con costos más bajos, tanto de recurso naturales como de mano de obra, además de una reglamentación ambiental más flexible, lo que sin duda llevaría a un crecimiento de la IED con un incremento de la contaminación industrial, pues de hecho "la industria petroquímica y química son las más contaminantes, según la clasificación de la Comisión de Cooperación Ambiental"³¹.

El tema de abrir el sector energético de la economía mexicana ha sido llevado al Congreso a fin de lograr una reforma. El cabildeo que ha ejercido el Consejo Coordinador Empresarial en medio de la crisis energética de California, Estados Unidos y la quiebra de la empresa estadounidense Enron, " el gigante de la energía en el mundo", dejan ver la presión que está ejerciendo a nivel empresarial. De hecho, el presidente de dicho consejo empresarial afirmó que

³¹ Correa Serrano, Ma. Antonia. Op. Cit. p.19

en " la reforma energética, el Congreso no sólo debe aceptar, sino también otorgar facilidades a la participación de los capitales extranjeros. " Ni los empresarios nacionales ni el gobierno cuentan con los recursos suficientes para invertir en ese sector y modernizarlo, por lo que se tiene que echar mano de los capitales foráneos" ³².

Resumen

De lo visto anteriormente se puede decir que el crecimiento industrial de Texas redefine las actividades económicas del lado de Tamaulipas con relaciones de complementariedad; del lado estadounidense se cuenta con mercados y proveedores cercanos, así como con centros de investigación y diseño. Por la parte mexicana la mayor integración es a partir de la ventaja comparativa en términos de costos, sobre todo en industrias intensivas en mano de obra.

Dicha integración complementaria de la región ha generado un desarrollo industrial que demanda una mayor cantidad de recursos naturales. Sin embargo, el abastecimiento de dicha demanda implica una cuantiosa inversión que pudiera requerir la modificación en la Legislación mexicana a fin de abrir el sector de los energéticos, la electricidad y la petroquímica básica para captar inversión privada. El segundo de los sectores mencionados ha sido puesto en la mesa de discusión en el Congreso para una posible reforma eléctrica, en medio de una crisis energética en Estados Unidos.

En este contexto, aun cuando la legislación prohíbe la entrada de IED en estos sectores, la perforación de los pozos de gas natural se lleva a cabo a partir de empresas transnacionales, debido al carácter discrecional que se han otorgado las autoridades en esta materia; situación que hace riesgosa la explotación de los recursos energéticos, mucho más que la propia apertura de los mismos. Dicha apertura tendría que ser selectiva y regulada; es decir, la entrada de empresas extranjeras en estos sectores se daría en la perforación de los pozos, debido a los altos costos de inversión que dicho proceso requiere y se regularía en cuanto al tiempo de explotación de los mismos ya que la extracción irracional de los energéticos puede acortar el ciclo de vida de los

³² Periódico: El Financiero, 18 de enero de 2002.

mismos. Además, se debe regular en cuanto a contaminación ambiental, debido a que la " explotación de los energéticos y el crecimiento de industrias como la petroquímica y química pueden llevar a un mayor deterioro del ambiente."³³

Sin duda la apertura de inversión a estos sectores generaría una mayor integración complementaria de la región, en donde el principal atractivo para las empresas, en este lado de la frontera sería el diferencial de costos tanto de los recursos naturales como de mano de obra. Sin embargo, en este momento, la integración económica es un hecho y las empresas de uno y otro lado seguirán presionando y obteniendo concesiones sin ninguna reglamentación, lo cual representa un riesgo ya que se da una mayor explotación de recursos y fuerza de trabajo mexicanos.

³³ Estas industrias son las más contaminantes, según la clasificación que hace la Comisión de Cooperación Ambiental del TLCAN, véase: Ma. Antonia Correa Serrano, "crecimiento industrial de la frontera Canadá - Estados Unidos. Efectos en el ambiente", en José Flores Salgado y Ramón Tirado J. (comp.) Economía Industrial y Agrícola en México ante la apertura, UAM-Xochimilco, México 2001, p. 348.

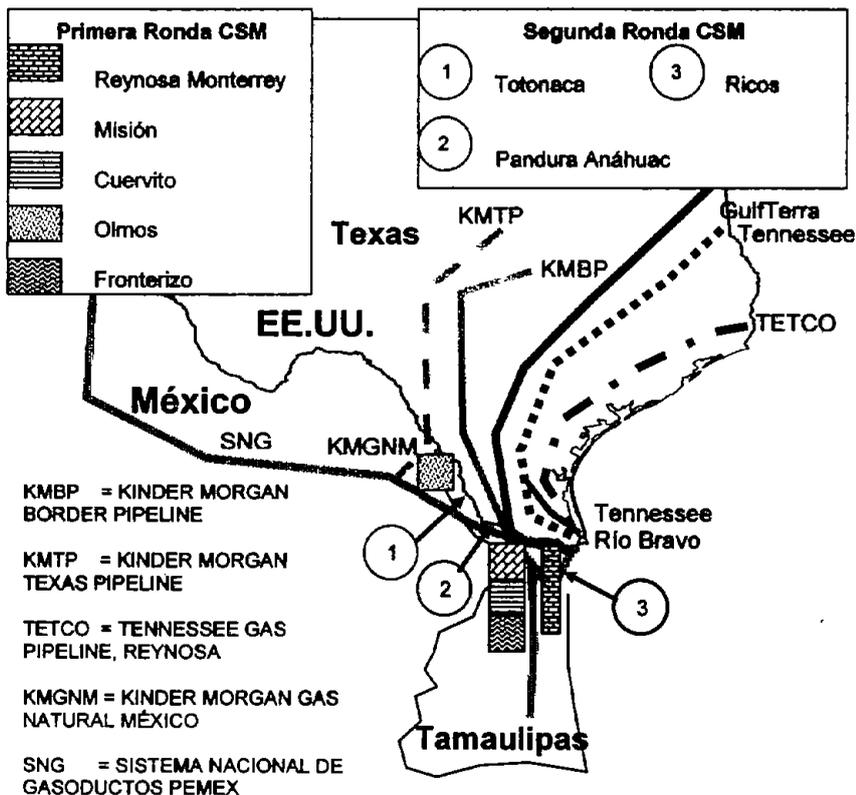
CAPÍTULO 3.

LOGÍSTICA DE TRANSPORTE EN LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EN LA CUENCA DE BURGOS

3.1. ANTECEDENTES

Aquí se hará primero una descripción breve de la estructura de mercado del gas natural, en general, así como una descripción de la red de gasoductos de distribución de gas natural en México y posteriormente se verá específicamente la Cuenca de Burgos. Aunque no se puede hacer una descripción aislada de esta infraestructura, sin referirla a la de los Estados Unidos, ya que es conveniente para los fines de este estudio incluir una comparación entre ambas infraestructuras (ver Figura 8).

Figura 8
Mapa de la zona de la Cuenca de Burgos y Distrito IV Sur de Texas



Fuente: Elaboración propia en base a datos de PEMEX, www.gas.pemex.com/PEMEX_Gas/Productos

ESTRUCTURA DE MERCADO

La industria del gas natural es un vasto sector, concentrado e intensivo en capital. Debido al estrecho lazo que existe entre la exploración y la producción del gas natural y del petróleo, las compañías petroleras son igualmente las principales empresas implicadas en el sector del gas natural. Sin embargo, el transporte y la distribución del gas se asemejan más al sector del transporte y distribución de electricidad.

Tradicionalmente, en un mercado de gas natural fuertemente regulado, las compañías productoras, exploraban y producían el gas que luego era vendido a las empresas que se encargaban de los gasoductos para ser transportadas hasta las compañías locales de distribución. Esas compañías se encargaban a su vez de hacer llegar el gas natural a los consumidores finales y el gas natural y los servicios de transporte se proporcionaban conjuntamente a los usuarios finales. La industria del gas natural era considerada como un monopolio natural, dominado por empresas del Estado. No obstante, bajo el modelo neoliberal, esta situación está cambiando el mercado del gas natural en muchos países, en un proceso de separación de la oferta de gas natural de los servicios de transporte, ampliando las posibilidades de los consumidores. Las compañías de transporte o los gasoductos son cada día más independientes respecto a los productores o los distribuidores e incluso en algunos casos venden el gas directamente a grandes clientes.

La estructura del mercado del gas natural está experimentando mutaciones importantes como consecuencia de la liberalización, en gran parte del mundo. La industria está atravesando una fase fundamental de reestructuración asociada a una apertura de los mercados mundiales a las grandes empresas del sector, para las cuales el gas natural juega un papel primordial. Existe una intensa competencia entre las compañías para penetrar los mercados y controlar los recursos de explotación. La industria vive al ritmo de las fusiones y adquisiciones, reestructuraciones y reagrupamientos de empresas, con la creación de empresas de multiservicios públicos y negocios de servicios.

Igualmente, algunas empresas de gas natural presentan un nuevo enfoque de extensión internacional de sus participaciones y actividades y se produce la entrada de nuevos agentes a través de fronteras y de sectores.

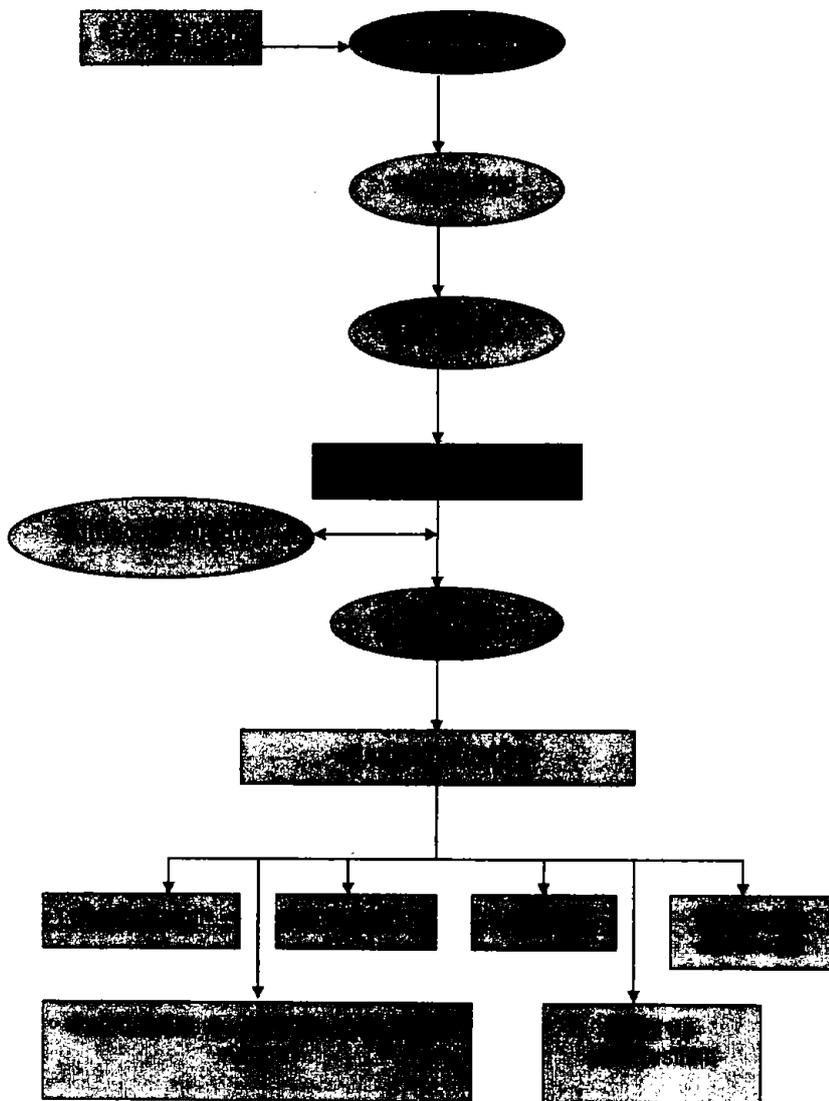
En el mercado americano, refiriéndose a los EE.UU., a partir del comienzo del modelo neoliberal se inicia el proceso de liberalización, el cual ya está bastante avanzado. De un mercado de precios estables y controlados, con contratos a largo plazo, se ha pasado hoy en día a un marco dinámico y fuertemente competitivo caracterizado por flexibilidad de precios, un mercado físico activo (spot)³⁴ y una mayor utilización de los contratos a corto y medio plazo. Esto está produciendo un cambio fundamental en la manera en la que opera cada uno de los actores tradicionales de esta industria: productores, empresas de transporte o gasoductos, empresas estatales y usuarios industriales. Emergen nuevos actores intermediarios que se encargan de unir oferentes y demandantes de gas natural, como pueden ser los vendedores de gas natural (*marketers*).

Normalmente el suministro de gas natural a los clientes es efectuado por empresas locales de distribución (ELD), que pueden pertenecer ya sea a inversionistas privados ya sea a las municipalidades (sistemas públicos de gas). Durante mucho tiempo, estas últimas se beneficiaron de la exclusividad en la distribución del gas natural a determinadas áreas geográficas. Sin embargo, las reformas actuales están abriendo estas empresas a la competencia. A los usuarios finales se les permite comprar el gas directamente a los productores, gasoductos, vendedores o a otras empresas locales de distribución. Tienen igualmente la posibilidad de obtener diferentes contratos de almacenamiento u otros servicios y beneficiarse de la posibilidad de obtener descuentos si efectúan sus compras de manera conjunta con otros usuarios. La mayoría de los grandes usuarios de gas natural tienden a aprovisionarse directamente ante los productores o los vendedores (*marketers*), mientras que

³⁴UAM. Taller de Mercado de Capitales. UAM-Xochimilco, México, 2001, Pág. 30. "A través de este mercado, monedas, bienes o servicios son negociados para entregarse de inmediato, previo acuerdo entre comprador y vendedor en cuanto a los términos del contrato"

los clientes domésticos, comerciales e industriales prefieren utilizar las redes locales.

Figura 9
Cadena del Gas Natural no asociado



Fuente: Elaboración propia en base a www.unctad.org/infocomm/

Operaciones de Transporte y almacenamiento

El proceso de producción del gas natural es simple y muy parecido al del petróleo (ver Figura 9). Primero, el gas natural se extrae por medio de perforaciones en pozos terrestres o en los océanos, después se transporta por gasoductos (por tierra) o buques (por mar) hasta la planta de depurado y transformación para ser conducido después hacia una red de gas o a las zonas de almacenamiento.

Una vez tratado, el gas natural pasa a un sistema de transmisión para poder ser transportado hacia la zona donde será utilizado. El transporte puede ser por vía terrestre, a través de gasoductos que generalmente son de acero y miden entre 20 y 42 pulgadas de diámetro. Debido a que el gas natural se mueve a altas presiones, existen estaciones de compresión a lo largo de los gasoductos para mantener el nivel necesario de presión.

Comparado a otras fuentes de energía, el transporte de gas natural es muy eficiente si se considera la pequeña proporción de energía perdida entre el origen y el destino. Los gasoductos son uno de los métodos más seguros de distribución de energéticos pues el sistema es fijo y subterráneo.

El gas natural puede también ser transportado por mar en buques. En este caso, es transformado en gas natural licuado (GNL). El proceso de licuado permite retirar el oxígeno, el dióxido de carbono, los componentes de azufre y el agua. Los elementos principales de este proceso son una planta de licuado, barcos de transporte de baja temperatura y presurizados y terminales de regasificación.

Antes de llegar al consumidor, el gas natural puede ser almacenado en depósitos subterráneos para que la industria del gas pueda afrontar las variaciones estacionales de la demanda. Estos depósitos están generalmente situados cerca de los mercados consumidores de tal forma que las empresas

de distribución de gas natural pueden responder a los picos de la demanda y proporcionar el gas a sus clientes continuamente y sin demora.

En México PEMEX tiene el control sobre la infraestructura y los recursos de la mayor parte de la industria petrolera mexicana, incluyendo la exploración, desarrollo, producción, refinación y la industria de petroquímica básica. Mientras que en los Estados Unidos la infraestructura y los recursos en terrenos públicos controlados federalmente, incluyendo las áreas mar adentro, están bajo el control del gobierno federal; otros recursos así como el desarrollo de infraestructura, producción y la refinación son en su mayoría propiedad privada.

La infraestructura y flujo de gas natural, de México junto con el resto de América del Norte están sumamente interconectados; tanto la cantidad de los flujos así como la complejidad de la infraestructura están creciendo. "Cabe señalar que el gas natural fluye entre los Estados Unidos y México, donde este último país importa más gas de lo que exporta a los Estados Unidos" ³⁵.

En relación a la infraestructura de transportación de gas natural cabe mencionar que hoy en día "está más desarrollada entre Canadá y los Estados Unidos que entre México y los Estados Unidos" ³⁶.

Por otra parte entre México y los Estados Unidos las interconexiones se han extendido. En 1997 los Estados Unidos empezaron a exportar gas natural a través del gasoducto Texas – Monterrey; adicionalmente, la conexión El Paso - Energía a los gasoductos de PEMEX también contribuye al suministro de México.

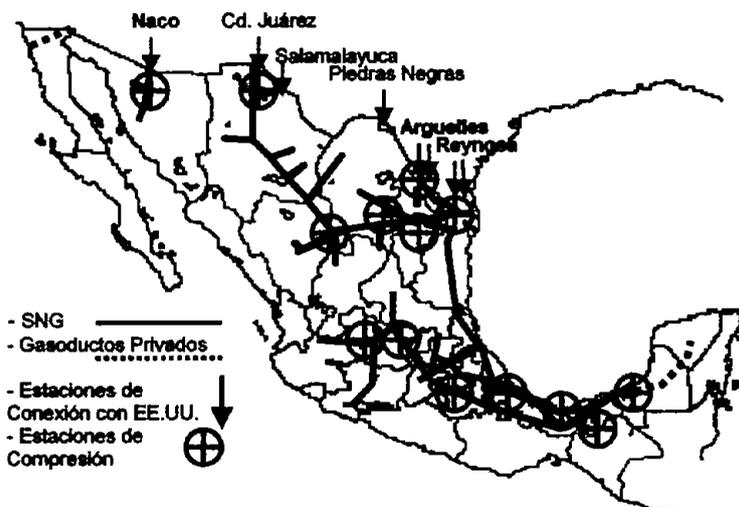
En México el sistema nacional de gasoductos "cuenta con líneas de 24, 36 y 48 pulgadas de diámetro, cruza 18 estados de la República, desde Cactus en el Sur hasta Los Ramones en el Noroeste. Éste se extiende por 7516 kms., con

³⁵ SENER. Perfil energético de América del Norte. México, 2002, pag. 22

³⁶ *Ibid.* pag. 29. "El gas de Canadá fluye hacia los Estados Unidos a través de varios gasoductos alimentando los mercados americanos del Medio oeste, Noroeste, el Pacífico Noroeste y California. Algunos ejemplos claves son el Gasoducto Alianza, el Gasoducto de la Frontera Norte y el Gasoducto Marítimo y del Noroeste, el sistema de Gasoductos TransCanadá y los Gasoductos de Energía de la Costa Oeste".

14 estaciones de compresión; 3 en el sur en Cárdenas y en Minatitlán, dos en Valtierra, Guanajuato, 7 en el Norte, 2 en Tamaulipas, 2 en Nuevo León, una en Coahuila, una en Chihuahua y una en Naco Sonora. PEMEX tiene 8 estaciones de conexión donde el gas natural puede ser exportado o importado a lo largo de la frontera con los Estados Unidos, estas incluyen la de Naco, Sonora; Piedras Negras, Coahuila; 2 en Reynosa, 2 de Argüelles, Tamaulipas; una en Ciudad Juárez y una Salamalayuca, Chihuahua (ver Figura 10)³⁷.

Figura 10
SNG, Estaciones de Interconexión con EE.UU. y Estaciones de Compresión



Fuente: Elaboración propia en base a información de Secretaría de energía www.energia.gob.mx

Debido a la necesidad de incrementar los medios para venta y distribución de hidrocarburo, "la infraestructura de gas existente se incrementó hasta contar , actualmente, con un sistema de gasoductos cuya longitud alcanza 11877 km. De este total, 10249km corresponden a transporte(83.6%) y 1628 km a la red de distribución (13.7)"³⁸.

³⁷ Ibid. pags. 33 y 34.

³⁸ Secretaría de Energía. Prospectiva del gas natural. 2002 – 2011. México, 2003, pag. 34.

Se menciona que para la distribución de gas natural, la región Occidente y Centro tiene el 89.6 % de la capacidad instalada; la región Noroeste y Noreste el 8%, y la región Sur con el restante 2.4%. Un factor que implica la demanda de gas natural es la configuración actual del sistema de gasoductos. Esto debido a que la falta de capacidad de transporte y distribución impide atender zonas geográficas calificadas como grandes consumidores de gas natural.

3.2. INSTALACIONES PRINCIPALES PARA LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL

Las instalaciones para la producción de gas natural no asociado, de PEMEX Exploración y Producción (E & P), en la Cuenca de Burgos son 600 pozos. De aquí se pasa a la estación de compresión Oasis – Corindón – Pandura luego al sistema de inyección de agua ubicado ahí mismo, para su posterior distribución en el punto de venta de Nuevo Laredo. El resto del gas seco es transportado por un gasoducto de 16 pulgadas que pasa por la estación de recolección y sistema de inyección de agua de Arcos; por la estación de compresión y recolección de Arcabuz la cual recibe y suministra gas para su transportación a través de un gasoducto de 24 pulgadas (que corre paralelo al de 16 pulgadas). Ambos gasoductos confluyen a la Planta Culebra la cual es un punto de venta, sistema de inyección de agua y estación de compresión la cual se divide en Planta Culebra Norte y Planta Culebra Sur; la Planta Culebra Norte se encarga de transportar el gas a través de un gasoducto de distribución de 24 pulgadas, mientras que la Planta Culebra Sur lo hace a través de uno de 36 pulgadas, hacia la Ciudad de Monterrey que se conecta a las ciudades de Saltillo, Torreón, Monclava (donde hay un punto de venta que se conecta a su vez a otro punto de venta y estaciones de recolección mediante un ducto de gas seco) y San Fernando.

El gas húmedo es distribuido por la Planta Culebra Sur a través de un ducto de distribución de 16 pulgadas que pasa por las estaciones de compresión del Cuervito y Mojarrañas; por la estación de recolección de Misión; por la estación de compresión y sistema de inyección de agua de Cuittáhuac. Al llegar a las estaciones de compresión, recolección y sistema de inyección de agua de

Reynosa se transporta , adicionalmente, gas húmedo a través de un gasoducto de gas húmedo de 18 pulgadas. Ambos gasoductos el de distribución, de 16 pulgadas, y el de gas húmedo ,de 18 pulgadas, llegan a la Central de Compresión de Burgos 1 donde el hidrocarburo es enviado a la Central de Procesamiento de Gas de Reynosa, donde hay un punto de venta, y donde además se envía a la Ciudad de Matamoros por medio de un gasoducto de distribución, donde hay otro punto de venta así como estaciones aledañas de recolección y compresión.

Adicionalmente a la infraestructura mencionada, se tienen las conexiones a los Estados Unidos, para importación y exportación, por medio de los gasoductos Argüelles y Reynosa, en Tamaulipas. "El proyecto de Energía Coral en Argüelles, inaugurado el 22 de octubre de 2000, es el gasoducto más reciente en cruzar la frontera de Estados Unidos y México. El gasoducto Coral de 24 pulgadas tiene una capacidad de 300 millones de pies cúbicos por día y una longitud de 95 millas, 153 kilómetros. La nueva línea Coral competirá con 400 millones de pies cúbicos de capacidad en los Gasoductos Pacífico & Electricidad, que también está conectado a la interconexión de PEMEX en Argüelles, Tamaulipas.

Por su parte el gasoducto de Reynosa tiene una capacidad combinada de 485 millones de pies cúbicos por día: Tetco 250 millones de pies cúbicos por día y Tennessee 235 millones de pies cúbicos por día. El diámetro del gasoducto es de 24 pulgadas y corre por 7.5 millas, 12 kilómetros, (ver Figura 11)"³⁹.

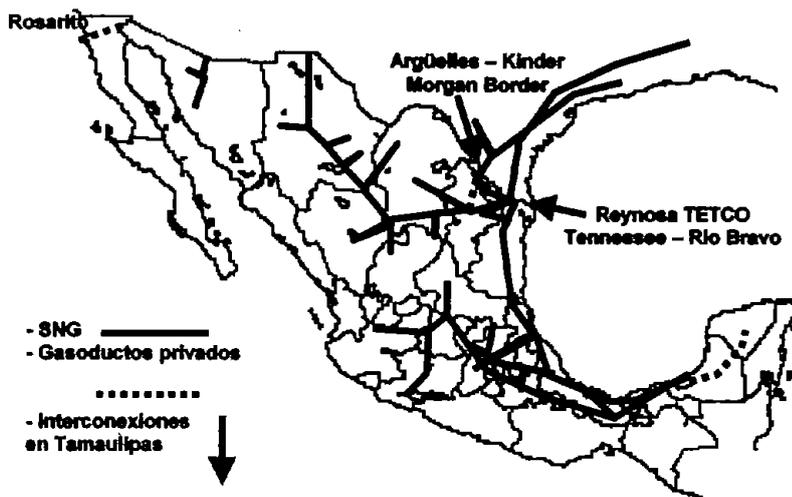
3.3. ANÁLISIS DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE EMPLEADOS POR PEMEX EN LA DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL EN BURGOS

Para PEMEX los sistemas de transporte de gas natural no asociado que representan menores costos, por vía terrestre, son los gasoductos. En el caso de la Cuenca de Burgos el mercado relevante es el sur de Texas en los Estados Unidos, debido al tipo de industrias que se encuentran en esa región (petroquímica y química) así como sus filiales en el lado mexicano, lo cual se reviso ampliamente en el Capítulo 2. Por lo que esta zona transfronteriza es de

³⁹ Ibid. pag. 34.

gran importancia para PEMEX . Al ser los gasoductos el medio de transporte más usado, es conveniente analizar como es que se determinan los precios del gas natural a nivel internacional transportados por este medio, particularmente en América del Norte, y como se determinan los precios en México.

Figura 11
Interconexiones de gasoductos en la frontera entre Texas, EE.UU. y Tamaulipas, México



Fuente: www.energia.gob.mx/work/secciones/1418/imagenes/PNGPresentacionGPC.pdf

Precios internacionales del gas natural

El mercado internacional de gas natural se compone de diferentes mercados regionales por lo que no es posible hablar de un mercado mundial para este producto. Aunque exista una tendencia hacia una cierta liberalización del mercado en todo el mundo, éste sigue estando muy regulado en muchas regiones. Los distintos grados de liberalización explican una parte de las diferencias de precio que existen entre los diferentes países. En América del Norte, EE.UU. y Canadá, por ejemplo, donde el mercado está altamente liberalizado, los precios fluctúan en función de la oferta y la demanda; tras la apertura del mercado a la competencia, los precios disminuyeron significativamente. En México, los precios están determinados por el mercado

de referencia, más importante, que es el sur de Texas, EE.UU., por lo que la hay dependencia para establecer el precio del gas natural no asociado, producido en la Cuenca de Burgos.

Se pueden evaluar los precios en diferentes etapas de la cadena. Al principio, el precio que se considera es el precio en la boca del pozo. Los precios pueden también ser medidos por tipo de usuarios. Se distinguen entonces los precios para los consumidores domésticos, comerciales, industriales o para las compañías de electricidad. Los precios en la boca del pozo muestran una volatilidad elevada en función de las condiciones meteorológicas y de otros diversos factores del mercado. La eficacia creciente del transporte, del almacenamiento y de la distribución permite a los consumidores reducir el impacto de esta volatilidad de precios.

Generalmente los principales componentes del precio del gas natural son:

- el precio en la boca del pozo (el costo del gas natural mismo),
- el costo de transporte a largas distancias
- el costo de la distribución local

En América del Norte, EE.UU. y Canadá, los precios en la boca del pozo fueron los primeros en ser liberalizados. Los costos de transporte siguen siendo administrados por oficinas gubernamentales, mientras que los órganos locales, los llamados "*local regulatory boards*" regulan los precios locales de distribución.

Según la AIE (Agencia Internacional de la Energía) en el año 2000, el precio en la boca del pozo representó "34% del precio final del gas natural para el consumidor doméstico, mientras que el transporte representó 19% y la distribución el 47%. Es este último factor es el que representa la mayor parte del precio final pagado por el comprador final. Adquiriendo el gas natural directamente ante los productores o los vendedores de gas (*marketers*), los usuarios industriales y comerciales pueden reducir considerablemente su precio"⁴⁰.

Los principales factores que determinan la demanda son la actividad económica y las condiciones climáticas. Dada la importancia de este último

⁴⁰ www.unctad.org/infocomm/espegnol/gas/precio.htm

factor la demanda de gas natural se caracteriza por fuertes variaciones estacionales. Los cambios poblacionales y las preferencias de los usuarios de gas natural afectan igualmente la demanda; las evoluciones legislativas relativas a la contaminación atmosférica podrían conducir también a un crecimiento de la demanda de este combustible considerado como limpio. La oferta de gas natural depende de la disponibilidad y el acceso al transporte, de la cantidad física de gas natural producido y del nivel de las reservas.

Como la mayoría de los productos de base, los precios del gas natural son cíclicos. Sus movimientos al alza son consecuencia de una fuerte demanda, que alienta la exploración y la perforación. El tiempo de reacción de la industria al efecto inducido por el precio puede ser más o menos largo y cuando la producción comienza a crecer, los precios de referencia tienden a bajar.

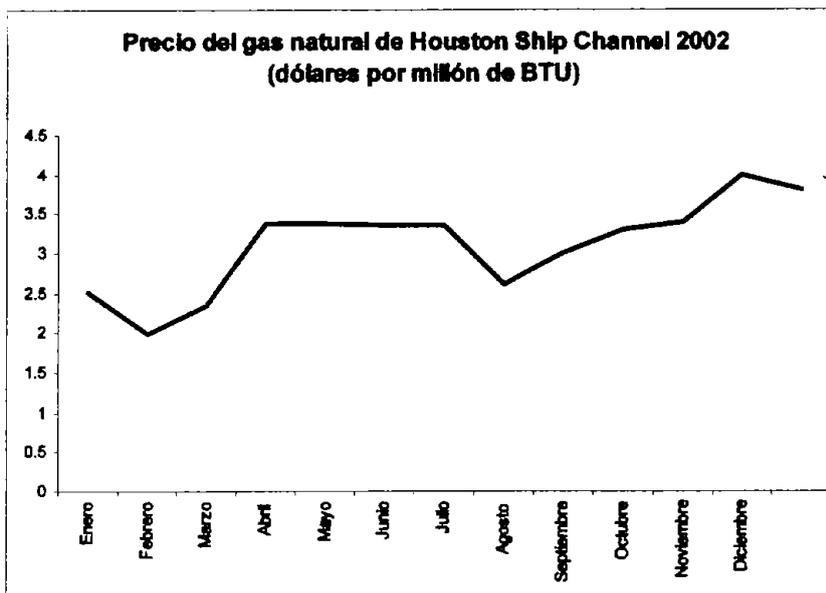
Las principales referencias para establecer el precio de gas natural en América del Norte, son el "Henry Hub"⁴¹ y el Houston Ship Channel (HSC) de los Estados Unidos. Éste último es referente para el mercado regional del sur de Texas así como para el mercado mexicano del gas natural, ya que el costo interno del gas toma como base los cambios en los precios de este referente, el cual refleja la evolución internacional de los precios del gas en un mercado relevante para el gas mexicano y acentado en la Directiva DIR-GAS-001-1996 de la Comisión Reguladora de Energía.

Por ejemplo los precios del HSC comenzaron el año 2002 con un nivel por debajo de los \$3.00 dólares/ mBTU debido a la fortaleza de la oferta, con elevados inventarios en las instalaciones de almacenamiento (20% más en promedio que en los últimos 5 años), así como a una demanda débil. Entre abril y mayo los precios se incrementaron ante el aumento de las temperaturas, manteniéndose relativamente estables con una ligera tendencia a la baja. No

⁴¹ www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/natural_gas/presentations/2003/hungarians... "Es el centro de comercialización de gas natural más activo en EE.UU., y se localiza en la región sureste en Louisiana. El Henry Hub es un centro receptor y despachador de gran capacidad. Más de 180 consumidores realizan negocios a través del Henry Hub que está interconectado a un sistema de 14 gasoductos interconectados y es accesible a los mayores productores de Louisiana tanto de tierra firme como mar adentro. Tanto los precios como información relevante están disponibles en medios electrónicos como impresos".

obstante, a partir de septiembre en el mercado se presentó un cambio al alza derivado de la combinación de diversos factores como son: la temporada de huracanes que usualmente provoca el paro de la producción de gas y las tensiones del Medio Oriente. Hacia el mes de noviembre, las bajas temperaturas impulsaron la demanda para calefacción teniendo como reacción inmediata un aumento en los precios del gas, los más altos del año, para ubicarse en \$4.08 dólares/ MBTU (ver Gráfica 4).

Gráfica 4



Fuente: Elaboración propia en base a datos de SENER. Prospectiva del mercado de gas natural 2003 – 2012. México, 2003, Pág. 27.

En 2002, los precios promedio de los diferentes mercados presentaron una disminución generalizada, en Canadá se registró la mayor baja de \$1.04 para ubicarse en \$2.57 dólares/ MBTU. Asimismo, el precio del mercado HSC de EE.UU. se ubicó en \$3.33 dólares/ MBTU y el de la Unión Europea en \$ 3.47 dólares/ MBTU, presentando así decrementos de \$0.74 y \$0.68 dólares/ MBTU, respectivamente (ver Cuadro 6).

Cuadro 6
Precios internacionales del gas natural, 2000 – 2004
(dólares por Millón de BTU)

Mes/Año	Houston Ship Channel	Canadá (Alberta)	U.E. Promedio	Japón
Ene-00	3.13	2.7	2.5	4
Mar-00	3.33	2.7	2.7	4.8
May-00	3.23	2.9	2.8	4.5
Jul-00	4.73	4.5	3.6	4.9
Sep-00	5.43	5.3	3.3	4.9
Nov-00	6.53	4.4	4.6	5.2
Promedio Anual 00	4.23	3.75	3.25	4.72
Ene-01	9.3	8.51	4.6	4.9
Mar-01	3.9	4.31	4.4	4.8
May-01	3.3	2.71	4.3	4.7
Jul-01	1.7	1.11	4.1	4.5
Sep-01	2.6	2.01	4	4.5
Nov-01	3.6	3.01	3.5	4.4
Promedio Anual 01	4.07	3.61	4.15	4.63
Ene-02	2.6	1.84	3.7	4.12
Mar-02	3.3	2.54	3.5	4.02
May-02	3.1	2.34	3.3	3.92
Jul-02	3.1	2.34	3.3	4.62
Sep-02	3.8	3.04	3.5	4.42
Nov-02	4.1	3.34	3.5	4.52
Promedio Anual 02	3.33	2.57	3.47	4.27
Ene-03	3.9	4.2	3.5	4.8
Mar-03	8.7	9	3.7	4.9
May-03	4.4	4.7	3.9	4.9
Jul-03	5.9	6.2	4.2	4.9
Sep-03	4.4	4.7	4.1	4.9
Nov-03	3.8	4.1	4	4.8
Promedio Anual 03	5.18	5.48	3.90	4.87
Ene-04	5.1	5.4	4.2	4.9
Mar-04	4.4	4.7	4.1	4.9
May-04	5.4	5.7	4.2	5

Fuente: Secretaría de Energía. Prospectiva del mercado de gas natural 2003-2012. México, 2003, Pág.27.

Precios nacionales del gas natural

Para determinar los precios del gas natural se utiliza una metodología que parte de un principio general, consistente en determinar los precios del mercado nacional en función de su costo de oportunidad y fue autorizada por la

Comisión Reguladora de Energía, publicada en el Diario Oficial de la Federación el martes 20 de abril de 2002.

Por esa razón los precios se determinan en referencia a las cotizaciones del Sur de Texas, EE.UU., principal destino y fuente alternativa del gas nacional. Para determinar el precio del gas natural en las zonas productoras alejadas del mercado de referencia se estableció un ajuste de logística que a continuación se presenta.

Directiva de Precios nacionales

En el Diario Oficial de la Federación (DOF) del martes 20 de abril de 2002 la Secretaría de Energía, SENER, modifica la directiva sobre la determinación de precios y tarifas para las actividades reguladas en materia de gas natural DIR-GAS-001-1996.

Los flujos de gas del norte (producción nacional e importación) convergen con el flujo de gas natural producido en el sureste en un punto conocido como Los Ramones. Con la actual Directiva de Precios el punto de arbitraje se considera en Los Ramones , para determinar el precio de gas nacional.

Metodología del precio del gas natural

La metodología para calcular el precio del gas natural en México se determina por el precio máximo del gas que incorpora los movimientos en el precio del gas natural en el mercado de referencia en los Estados Unidos de América (EUA), y los cambios en los costos de transporte en México. Se utiliza como mercado de referencia internacional, las cotizaciones del gas registradas en el **Houston Ship Channel (Índice HSC)** y, como ajuste por transporte en México, las tarifas máximas autorizadas a **Petróleos Mexicanos**. La metodología para determinar el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Reynosa, Tamaulipas incorpora los elementos siguientes:

- I. El precio de referencia en el Houston Ship Channel;
- II. El diferencial histórico entre el precio de referencia y las cotizaciones del gas en los mercados del Sur de Texas, y

III. Los costos de transporte entre la zona fronteriza en Reynosa y los ductos del Sur de Texas, que se agregan, descuentan o eliminan en función del balance de comercio exterior de gas natural.

Las fórmulas para establecer el precio máximo del gas en Reynosa, en términos diarios o mensuales, se expresarán en dólares por unidad y se definen como:

Diario: $VPMR_i^d = HSC_{i-1}^d - D_i + TF_i$

Mensual: $VPMR_i^m = HSC_i^m - D_i + TF_i$

Donde:

$VPMR_i^d$ es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Reynosa en el día i (dólares / unidad)

$VPMR_i^m$ es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Reynosa en el mes i (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_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)

D_i es el diferencial histórico entre el índice mensual de referencia en el Houston Ship Channel y la cotización promedio del gas en el Sur de Texas (dólares/ unidad) calculado de conformidad con la disposición 4.12 del Diario Oficial de la Federación de misma fecha.

TF_i es el costo de transporte entre la frontera en Tamaulipas y los ductos del sur de Texas vigente en el período i (dólares/ unidad)

La disposición 4.12 dice lo siguiente: El diferencial histórico, D_i , se calculará con base en el promedio de las diferencias entre el índice mensual del Houston Ship Channel y la cotización mensual del gas en el sur de Texas registradas entre el mes vigente (i) y los n-1 meses previos. Por regla general, el

diferencial histórico se determinará con base en el promedio trimestral de la diferencia señalada, de manera que n será igual a tres (3), salvo que por condiciones extraordinarias dicho promedio no permita reflejar adecuadamente las condiciones prevaecientes en el mercado de referencia, en cuyo caso la Comisión Reguladora de Energía fundamentará y motivará debidamente el cambio de valor para n. La fórmula para calcular el diferencial histórico es la siguiente:

$$D_1 = \sum_{j=0}^{m-1} \left(\frac{HSC^m_{i-j} - ST^m_{i-j}}{n} \right)$$

Donde:

- n es igual a tres (3);
- HSC^m_{i-j} es el índice Houston Ship Channel publicado en el Inside FERC's Gas Market Report del mes i-j (convertido de dólares/ mmbtu a dólares /unidad), y
- ST^m_{i-j} es el promedio aritmético de los índices de EPGT = Texas Pipeline, L.P., renglón Texas, y de Texas Eastern Transmisión Corp., renglón zona sur de Texas, publicados en el Inside FERC's Gas Market Report del mes i-j (convertido de dólares a dólares / unidad).

El costo de transporte, TF₁, representa los costos por la contratación de los servicios de transporte requeridos en gasoductos dentro de los Estados Unidos de América para efectuar importaciones o exportaciones de gas natural a través de la frontera en Tamaulipas.

La aplicación de TF₁ estará en función del balance de comercio exterior de gas natural a través de la frontera en Reynosa, Tamaulipas. Dicha aplicación se realizará de acuerdo con los criterios siguientes:

- TF₁ > 0 Cuando el escenario de comercio exterior sea de importación neta;
- TF₁ = 0 Cuando el balance de comercio exterior sea de equilibrio, y
- TF₁ < 0 Cuando el escenario de comercio exterior sea de exportación neta.

La Comisión Reguladora de Energía determina el valor de TF₁ mediante resolución debidamente fundada y motivada, para lo cual mantiene un

análisis y seguimiento de las condiciones del mercado de transporte relevante en los Estados Unidos de América, de manera que este elemento permita reflejar adecuadamente el costo de oportunidad del gas nacional.

A efecto de contar con información adicional para la determinación de TF_i , Petróleos Mexicanos debe presentar y mantener actualizado ante la Comisión un registro de contratos de exportación e importación de gas natural que señale, al menos, el cliente o proveedor del gas y de los servicios de transporte, la fecha de celebración y duración de los contratos, el precio y los volúmenes pactados, así como los puntos de origen y destino. Asimismo, Petróleos Mexicanos debe proporcionar a la Comisión, al inicio de cada mes, un informe de actividades de comercio exterior que incluya:

- I. Los volúmenes diarios de importación y exportación de gas natural del mes previo por origen y destino, y
- II. La composición del costo o el valor de dichas importaciones y exportaciones, desagregando el precio del gas, los costos unitarios de transporte y el costo de otros servicios, impuestos, etc., en su caso.

La Comisión podrá actualizar, de oficio o a solicitud de parte, el valor de TF_i cuando este parámetro deje de reflejar las condiciones en el mercado de transporte en los Estados Unidos de América.

El precio máximo del gas natural objeto de venta de primera mano en Ciudad PEMEX, diario o mensual, será igual al precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Reynosa más la tarifa de transporte neta (netback) desde la frontera en Reynosa a Ciudad PEMEX.

Las fórmulas para establecer el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Ciudad PEMEX se expresarán en dólares por unidad y se definen como:

$$\text{Diario: } VPMCP_i^d = VPMR_i^d + TP_i$$

$$\text{Mensual: } VPMCP_i^m = VPMR_i^m + TP_i$$

Donde:

- VPMCP_i^d es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Ciudad PEMEX en el día i (dólares/unidad);
- VPMR_i^d es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Reynosa en el día i (dólares/unidad);
- VPMCP_i^m es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Ciudad PEMEX en el mes i (dólares/unidad);
- VPMR_i^m es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Reynosa en el mes i (dólares/unidad) y
- TP_i es la tarifa neta (netback) autorizada a PEMEX para el servicio de Transporte desde la frontera de Reynosa hasta Ciudad PEMEX vigente en el periodo i (dólares/unidad).

El valor de TP_i será calculado de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$TP_i = TP_i^A - TP_i^{CP}$$

Donde:

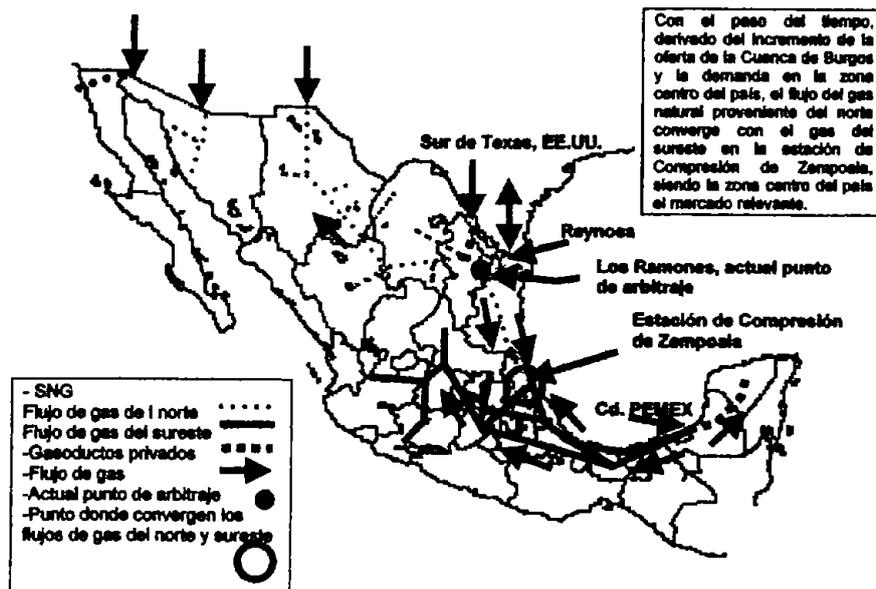
- TP_i^A es la tarifa autorizada a PEMEX para el servicio de transporte desde la frontera en Reynosa hasta el punto de arbitraje vigente en el periodo i (dólares/unidad);
- TP_i^{CP} es la tarifa por el servicio de transporte de PEMEX desde el punto de arbitraje hasta Ciudad PEMEX vigente en el periodo i (dólares/unidad);

Sin embargo, el punto de los Ramones se considera como un punto artificial de arbitraje debido al aumento de oferta en la Cuenca de Burgos y a una mayor demanda de la zona centro y sureste del país, por lo que el punto de arbitraje se debería de mover hacia la estación de Compresión de Zempoala, donde convergen los flujos transportados de gas del norte y sur del país (ver Figura 12), pero debido a que se sigue manteniendo como punto de arbitraje Los Ramones, se tomará este precio para el gas natural producido en la Cuenca de Burgos.

Debido a que las exportaciones e importaciones en 1995 eran marginales se determinó no cobrar costos de transporte del sur de Texas en EE.UU. hacia Reynosa, Tamaulipas, en México. En el 2003 la situación cambia ya que se

observan mayores importaciones (véase Indicadores Operativos de PEMEX, Anexo 1) por parte de México con lo que se tuvieron que pagar costos de transportación del sur de Texas a México. Por lo que una de las consideraciones para modificar la metodología fue no considerar los costos de transporte en gasoductos estadounidenses para llevar a cabo actividades de comercio exterior, " lo que se traduce en un precio del gas distinto al de su costo de oportunidad " ⁴².

Figura 12
Desplazamiento del punto de arbitraje



Fuente: Elaboración propia en base a información de PEMEX Gas y Petroquímica Básica. Situación actual del mercado de gas natural en México. Agosto de 2003.

De la metodología antes descrita y teniendo como punto de arbitraje Los Ramones, se obtiene la siguiente canasta de precios del Gas Natural , para Reynosa y Ciudad PEMEX, tomando en cuenta que en 2002 se autorizó la

⁴²SECRETARIA DE ENERGIA . RESOLUCION por la que se modifica la directiva sobre la determinación de precios y tarifas para las actividades reguladas en materia de gas natural DIR-GAS-001-1996 (léase en Consideraciones apartado 16") : Diario Oficial de la Federación, primera sección del martes 20 de abril de 2002, pag 37

Nueva Metodología que incorpora los costos de transporte de Gas Natural del Sur de Texas. Estos precios se aplican aún para el gas natural producido en la Cuenca de Burgos (ver Cuadro 7).

Cuadro 7
Precios nacionales del Gas Natural 2000 – 2004
USD/MMBTU

Mes/Año	Precios en Reynosa	Cd. PEMEX
Ene-00	3.33	1.9
Mar-00	3.53	3.23
May-00	3.43	3.13
Jul-00	4.93	4.63
Sep-00	5.63	5.33
Nov-00	5.73	5.43
Promedio Anual 00	4.43	3.94
Ene-01	9.6	9.2
Mar-01	4.2	3.8
May-01	3.6	3.2
Jul-01	2.0	1.6
Sep-01	2.9	2.5
Nov-01	3.9	3.5
Promedio Anual 01	4.37	3.97
Ene-02	2.8	2.5
Mar-02	3.5	3.2
May-02	3.3	3
Jul-02	3.3	3
Sep-02	4	3.7
Nov-02	4.3	4
Promedio Anual 02	3.53	3.23
Ene-03	4	3.7
Mar-03	8.8	8.5
May-03	4.5	4.2
Jul-03	6	5.7
Sep-03	4.5	4.2
Nov-03	3.9	3.6
Promedio Anual 03	5.28	4.98
Ene-04	5.2	4.9
Mar-04	4.5	4.2
May-04	5.5	5.2
Jul-04	6.35	6.25
Sep-04	5.10	5.0
Nov-04	5.00	4.9
Promedio Anual 04	5.27	5.07

Fuente: www.gas.pemex.com/PEMEX_Gas/Precios/

De lo anterior se concluye que los precios del gas natural no asociado, en Reynosa son más caros en comparación con los de Ciudad PEMEX, debido al costo de transporte del sur de Texas, en los EE.UU., y esto a su vez impacta en los mismos precios de Ciudad PEMEX, ya que en la fórmula para calcular su precio se incluye el costo en Reynosa. Por lo tanto se tiene un precio incrementado por los costos de transportación de los gasoductos del sur de Texas, lo cual hace caro el hidrocarburo para los consumidores mexicanos.

3.4. TRANSPORTACIÓN POR DUCTOS ANALISIS COMPARATIVO

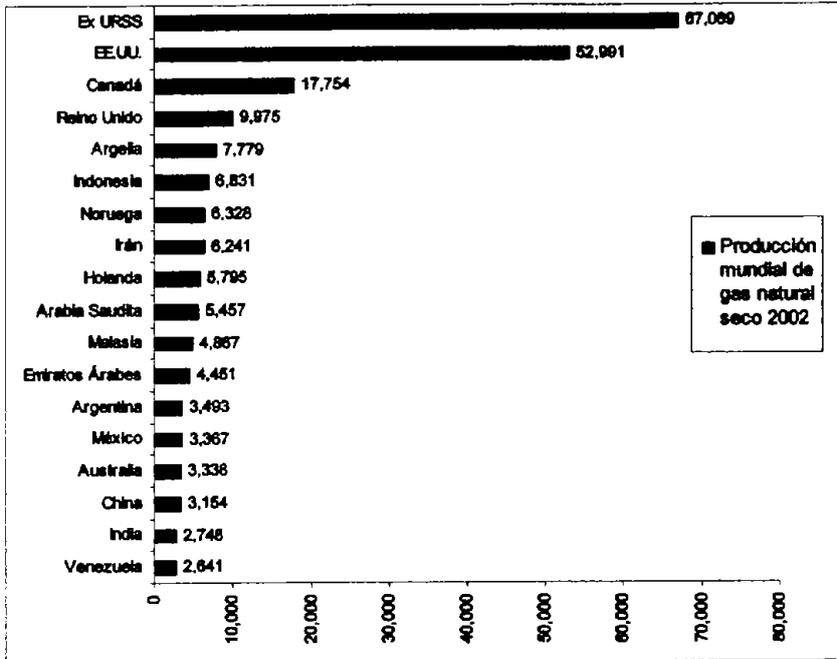
En todo el mundo la regulación orientada a promover condiciones de mercado competitivas en la industria del gas natural, referente a la transportación, distribución y comercialización está en constante evolución. A pesar de que algunos principios se han aplicado, su puesta en práctica por los participantes no se ha logrado hacer rápidamente. El mejor ejemplo es el principio del acceso abierto en los gasoductos, cuya idea básica es separar las actividades de comercialización y transporte de gas natural.

En el caso de Europa, a pesar de que hace varios años todos los gobiernos convinieron la Directiva de Gas de la Comunidad Europea, aún prevalecen diferencias significativas en cuanto a precios y acceso a gasoductos en diversos países. "Esta situación se debe a las grandes diferencias subyacentes tanto en perspectivas como en aspectos de interés monopólico"⁴³. No obstante lo anterior, la integración gasífera esta creciendo en Europa, por ejemplo, presenta un mercado fuertemente integrado; entre los principales países exportadores se encuentran Reino Unido, Noruega, Holanda y Rusia, que cuenta con las más extensas reservas de gas natural del planeta (ver Gráfica 5) . Los gasoductos más importantes de Rusia son "Bratsvo, Progress y Soyuz con una capacidad de 27000 millones de metros cúbicos de gas, y

⁴³ Consulta para avanzar hacia una estructura más eficiente y competitiva en la industria del gas natural. Propuesta presentada por el Dr. George Baker, Mexico Energy Intelligence Baker & Associates, Energy Consultants.

Luces del Norte con una capacidad de 22000 millones de metros cúbicos de gas⁴⁴.

Gráfica 5
Producción mundial de gas natural seco 2002
(millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: Elaboración propia basado en la Secretaría de Energía. Prospectiva del mercado de gas natural 2003-2012, México, 2003, Pág. 22.

La industria rusa de gas es un monopolio dominado por la sociedad Gazprom, la empresa más importante, a nivel mundial, por volumen de producción en el 2002 (ver Cuadro 8); produce más del 95% de la producción y opera la red nacional de gasoductos de ese país. Sin embargo, la empresa esta fuertemente regulada por el estado, ya que debe de suministrar el gas natural usado para calefacción del vasto mercado doméstico a precios regulados por el gobierno ruso , aproximadamente \$25 Usdls mpcd (miles de pies cúbicos diarios), indiferente de la rentabilidad de los precios establecidos. En

⁴⁴ Ibid.

consecuencia, las dos terceras partes de los ingresos de las compañías provienen de las ventas a Europa, donde el gas natural proveniente de Rusia se vende alrededor de los \$100 a \$125 USdls mpcd, y que representa el 25% de la demanda de gas natural de ese continente.

Cuadro 8
Principales empresas petroleras por nivel de producción de gas natural,
2002
(millones de pies cúbicos diarios)

	Empresa	País	MMpcd
1	Gazprom	Rusia	49500
2	Exxon Mobil	EE.UU.	10279
3	Royal Dutch/Shell	Holanda/Reino Unido	9009
4	British Petroleum	Reino Unido	8524
5	Sonatrach	Argelia	7420
6	NIOC	Irán	5893
7	Adnoc	Emiratos Arabes Unidos	5786
8	Saudi Aramco	Arabia Saudita	4747
9	Pertamina	Indonesia	4580
10	PEMEX	México	4511
11	Chevron Texaco	EE.UU.	4417
12	Total fina ELF	Francia	4061
13	PDVSA	Venezuela	4019
14	Petronas	Malasia	3400
15	Conoco Phillips	EE.UU.	3300

Fuente: Elaboración propia basado en la Secretaría de Energía. Prospección del mercado de gas natural 2003-2012. México, 2003, Pág. 25.

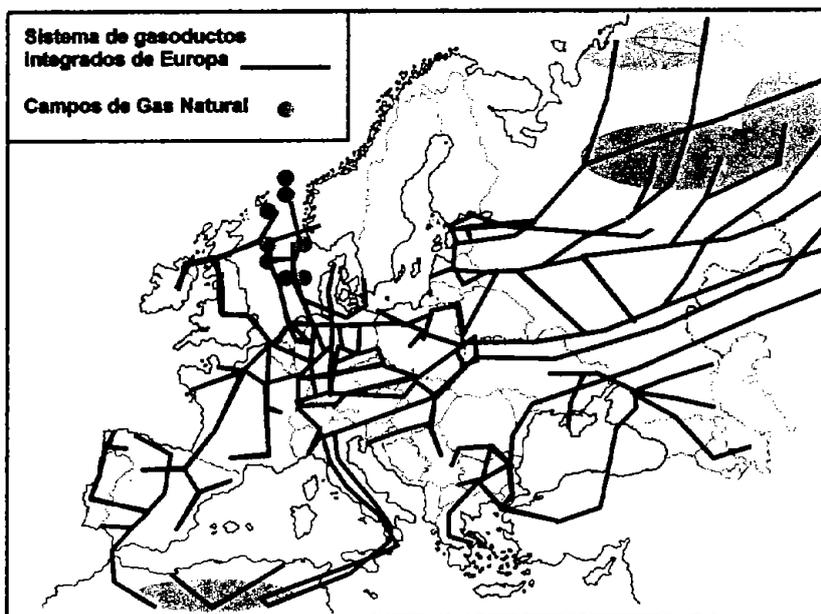
Otro exportador importante de gas natural a Europa es Argelia que se destaca por sus exportaciones al continente. Los principales países importadores, a través de la red del Sistema de Gasoductos Integrados de Europa, entre los que se hallan Alemania, Italia y España privilegian la diversificación de la oferta con el objetivo de asegurar la provisión de energía en volúmenes flexibles, lo que a su vez contribuye a la integración de los mercados (ver Figura 13).

Por su parte en Asia, cada vez es mayor la cantidad de gasoductos entre los países productores e importadores de gas natural. "Entre estos últimos, se

destaca China con emprendimientos de transporte para unir sus crecientes requerimientos energéticos con las cuencas gasíferas de Rusia e Indonesia⁴⁵.

Por otro lado las cuencas productoras de gas natural en Sudamérica se encuentran alejadas de los lugares de consumo y las conexiones entre los centros de producción y de consumo se establecen, en la mayoría de los casos, mediante redes punto a punto con ausencia de mallas que conectan varios centros. Esta configuración de las redes provoca la segmentación de los mercados, cada uno con diferente capacidad de producción y transporte y todos con pocos nodos de intercambio. Por ello, los precios del gas se determinan en mercados locales y no existe un precio de referencia internacional como ocurre con otras materias primas.

Figura 13
Sistema de gasoductos de Europa



Fuente: Elaboración propia en base a datos de www.eurogas.org

⁴⁵ www.melectronet.com.ar/biblioteca/

En los Estados Unidos, el principio de separación de actividades (" unbundling principle"), llevó a la fragmentación de las operaciones de producción, transporte y comercialización del gas natural mediante el establecimiento de la Orden 636 de la Federal Energy Regulatory Comisión (FERC) con fecha 8 de abril de 1992. Como resultado de esto, las empresas crearon subsidiarias que se encargarían separadamente de las tres actividades mencionadas, anteriormente, los "Hubs (en inglés ejes) y Centros de Comercialización de Gas Natural (Natural Gas Market Centers)" ⁴⁶.

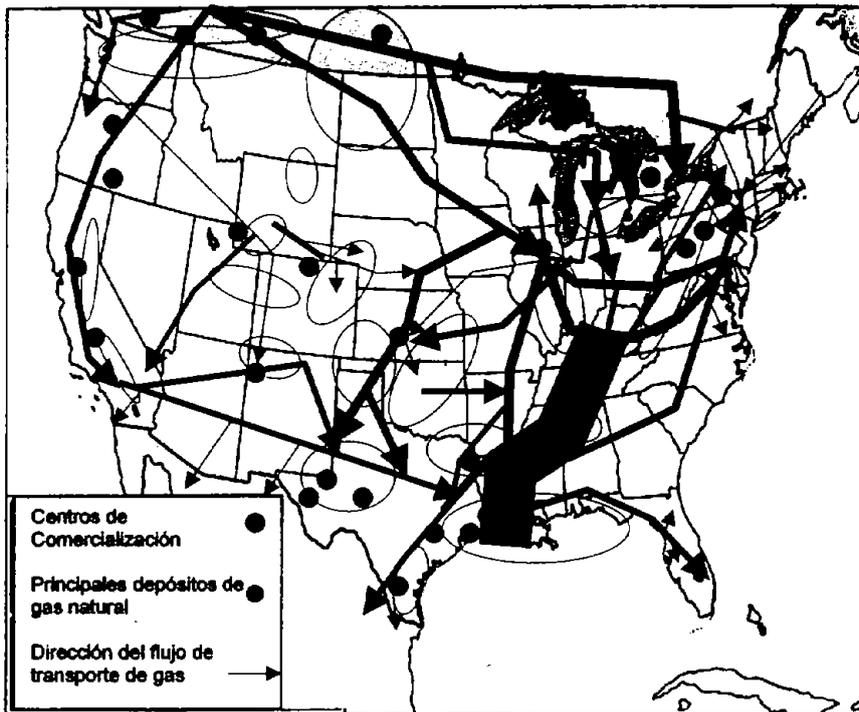
Los centros de comercialización de gas natural se caracterizan por proporcionar a sus clientes (transportistas y comercializadores de gas natural principalmente) servicios de recepción/distribución (receipt /delivery) y acceso a 2 o más sistemas de gasoductos, proporcionando transportación entre estos puntos, y ofreciendo servicios administrativos que facilitan el movimiento y/o transferencia de gas. Tales centros brindan a los transportistas un portafolio de servicios tales como suministro, transportación y almacenaje. Su localización permite el intercambio de gas entre los sistemas de gasoductos, el desarrollo de un mercado capaz de comercializar grandes volúmenes de gas y su almacenamiento. Además estos servicios pueden ser cotizados independientemente, lo que permite una competencia entre los centros de comercialización. Adicionalmente a esto, se experimenta un crecimiento de las interconexiones de los gasoductos interestatales en los EE. UU.(ver Figura 14).

Los servicios ofrecidos por los centros de comercialización pueden variar, entre ellos, pero la lista general de servicios ofrecidos por éstos es la siguiente:

⁴⁶ [www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/natural_gas/presentations/2003/Natural Gas Market Centers and Hubs: A 2003 update](http://www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/natural_gas/presentations/2003/Natural_Gas_Market_Centers_and_Hubs:_A_2003_update). Estos centros y ejes se desarrollaron como consecuencia de la reestructuración del mercado de gas obedeciendo la orden 636, de 1992, de la Comisión Federal de Regulación de Energía (Federal Energy Regulatory Commission's, FERC). Dicha orden hace que las compañías, que manejan gasoductos, dejen de ser compradoras y vendedores y se limiten estrictamente a la transportación de gas natural . Los Market Centers y Hubs se desarrollan como nuevos proveedores, con muchas de las capacidades físicas y servicios de soporte administrativo otorgados, formalmente, por las compañías de gasoductos interestatales, lo cual es un conjunto de servicios de ventas.

- **Transportación.-** Transferencia de gas desde un gasoducto interconectado a otro a través de los centros de comercialización.
- **Estacionamiento.-** En transacciones de corto plazo los centros de comercialización pueden almacenar el gas de los transportistas para reenviarlo a un posterior comprador.
- **Préstamo.-** Adelanto, a corto plazo, de gas al transportista por un centro de comercialización y que es repuesto a este último por el transportista.

Figura 14
Centros de Comercialización de Gas Natural en relación a la Producción y Principales Corredores de Transporte



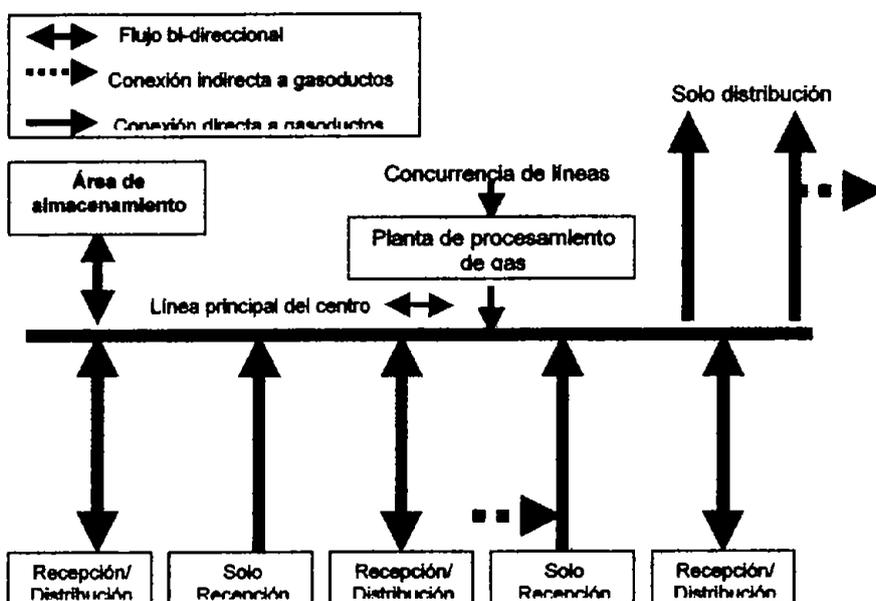
Fuente: Elaboración propia en base a información del Departamento de Energía de EE.UU.

- **Almacenaje.-** Es un servicio cuyo lapso de tiempo es mayor que el estacionamiento, pero también es temporal.

- **Período pico.-** Ventas de gas a corto plazo (usualmente menos de un día o por períodos de horas) ante el incremento no anticipado de la demanda o escasez experimentada por el comprador.
- **Balanceo.-** Un acuerdo de corto plazo para enfrentar una situación temporal de desequilibrio. El servicio es ofrecido a menudo con el de estacionamiento y préstamo.
- **Título de transferencia.-** Es un servicio en el cual el cambio de propiedad de un cargamento de gas específico es registrado por el centro de comercialización. Este título puede transferirse varias veces antes de que el producto salga del centro de comercialización. Este servicio es un informe o documentación de la transferencia del título que puede hacerse electrónicamente, mediante una copia o ambos.
- **Comercio electrónico.-** Es un sistema de comercio que contacta a compradores y vendedores o facilita la negociación directa de transacciones legales. Un centro de comercialización u otro punto elegido , para la transacción, puede servir para realizar la transferencia de vendedor a comprador. Los consumidores pueden conectarse electrónicamente con el Centro de Comercialización para conocer las cotizaciones del gas, consultar su estado de cuenta y acceder por correo electrónico a los boletines informativos.
- **Administración.-** Ayuda a los transportistas con los aspectos administrativos de la transferencia de gas, tales como cotizaciones y confirmaciones de envíos.
- **Compresión.-** Proporcionar compresión esta considerado como un servicio aparte.
- **Manejo del riesgo.-** Es un servicio que se refiere a la reducción del riesgo en el cambio de precio del gas, para los compradores y vendedores, por ejemplo, cambios futuros en la disponibilidad de volúmenes de gas.
- **Transferencia eje – eje.-** Es un acuerdo de recepción, simultáneo, de gas dentro de una conexión asociada a un centro de comercialización y una distribución inmediata a otra conexión asociada a otro centro de distribución.

La infraestructura operacional de los centros de distribución puede variar, pero la mayoría se puede describir como "sistemas cabecera (Headers)" ⁴⁷, con distancias relativamente cortas entre los puntos de interconexión y transferencia con otros gasoductos así como la posibilidad de almacenamiento (ver Figura 15).

Figura 15
Esquema generalizado de la infraestructura de los Centros de Comercialización/ Eje (Market Center/Hub)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/

Muchos centros de comercialización dedican sus operaciones, exclusivamente, a la transportación de gas de los productores, despachando

⁴⁷Ibid... Algunos ejemplos de "sistemas cabecera" que pueden operar como centros de servicios completo incluyen el Henry Hub y el Egan Hub en Louisiana y varios centros en el área este de Texas. Estos proporcionan facilidades como estacionamiento, préstamos de gas, balanceo (equilibrio entre oferta y demanda de clientes), transportación e intercambio de servicios de un eje a otro".

sus volúmenes de producción hacia los gasoductos principales de transmisión. Tienen la posibilidad de conectarse directamente a los gasoductos interestatales o indirectamente a través del centro de comercialización más cercano. En el caso particular del Distrito IV Sur de Texas, se tiene el centro de servicio a productores de Agua Dulce, de la empresa Conoco Phillips, localizado en el sureste de este estado estadounidense, que proporciona interconexiones con otras líneas principales de gasoductos en el estado de Texas. (ver cuadros 9 y 10).

Cuadro 9

**Descripción operativa del Centro de Comercialización de Agua Dulce,
Distrito IV Sur Texas, EE.UU.**

Region	Centro de Comercialización	Administrador	Tipo de Infraestructura	Tipo de Operación	Año de inicio
Este de Texas	Eje Agua Dulce	Conoco Phillips Inc.	Cabecera (Header)	Eje de Producción	1990

Fuente: www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/natural_gas/

Dicho centro de comercialización es un eje de producción, teniendo una capacidad de distribución 8738 MMpcd. Las exportaciones hacia México son del orden 65726 MMPC/Año a un rango de precio de los \$4.33 a los 5.33 dls/MMBTU, a enero de 2004, con esto se tiene un precio promedio de \$5.04 dls/MMBTU.

Cuadro 10

**Descripción operativa del Centro de Comercialización de Agua Dulce,
Distrito IV Sur Texas, EE.UU.**

Capacidad de posicionamiento de producción (MMpc/d)	Interconexiones con gasoductos	Capacidad de distribución (MMpc/d)	Capacidad de recepción (MMpc/d)	Exportaciones a PEMEX MMpc/año	Rango de precio (\$ /MMBTU)
425	9	8738	655	65726	4.33 – 5.33

Fuente: www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/natural_gas/

En relación al Centro de Comercialización de Agua Dulce, las operaciones más importantes que brinda son la transportación y distribución de gas. Por ejemplo, cuando un transportista necesita distribuir su producto a un consumidor final localizado en otro gasoducto, éste puede hacer negociaciones

con el administrador del centro de comercialización para transferir el gas por medio del centro. El administrador a su vez realiza las gestiones para el ajuste de compresión, si los gasoductos , de origen y destino, trabajan a diferentes presiones. "Los transportistas pueden usar los servicios del centro de comercialización para revisar las cantidades destinadas de gas en cada gasoducto, teniendo el centro de comercialización el manejo de los requerimientos administrativos que incluyen confirmaciones relacionadas con las transacciones" ⁴⁸.

Para cubrir cualquier desequilibrio eventual durante la recepción y distribución (receipt / delivery) de los volúmenes de gas, es decir, un exceso o déficit en los volúmenes contratados por el cliente, el transportista puede negociar una operación de balanceo con el centro . Es decir, cualquier cantidad de gas excedente a la solicitada por el cliente puede ser inyectada en el almacén del centro y si el transportista experimenta una demanda inusual, éste puede solicitar al centro de comercialización volúmenes adicionales de gas provenientes del área del almacenamiento del centro. Si el transportista rebasa las cantidades de gas, de las cuales él puede disponer, puede solicitar un préstamo de gas que debe cubrir en un período de tiempo establecido por el centro de comercialización.

3.5. SINTESIS DEL ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE LA LOGÍSTICA EMPLEADA POR PEMEX Y LAS EMPRESAS ESTADOUNIDENSES EN BASE A INDICADORES OPERATIVOS.

Aquí se revisarán las cotizaciones de los precios del gas natural de distintos mercados (ver Cuadro 11), donde se presentan las cotizaciones nacionales, Reynosa y Ciudad PEMEX, en comparación con las de referencia de los EE. UU. (Houston Ship Channel), Canadá (Alberta), Japón y el promedio de la Unión Europea. De estas cotizaciones de referencia se desprende la Gráfica 6, en la cual se observan las variaciones de las distintas cotizaciones a lo largo

⁴⁸Ibid.... "Los centros de comercialización sirven, además, para las transacciones del mercado spot y el comercio del gas; estas características combinadas proporcionan mayores oportunidades de obtener un mejor precio. La disponibilidad de los centros de comercialización a permitido a más compradores tener fuentes menos costosas de suministro y al mismo tiempo provee a los oferentes una plataforma que les permite acercarse a los compradores, dispuestos a pagar el precio más atractivo. La disponibilidad de información de los precios del gas, para compradores y vendedores, a través de los centros de comercialización es un medio para disminuir la exposición al riesgo de cambios en el precio . por parte de los consumidores".

del período 2000 a mayo de 2004. Esto permite ver el modo en que se comportan los distintos mercados regionales del gas natural, ya que , como se mencionó anteriormente, no hay un precio mundial que rija el comercio de este hidrocarburo cuyos precios , por consecuencia, se conforman de los distintos mercados existentes en otras partes del mundo.

Cuadro 11
Cotizaciones Nacionales e Internacionales del Gas Natural
2000 – 2004 (USD/ MMBTU)

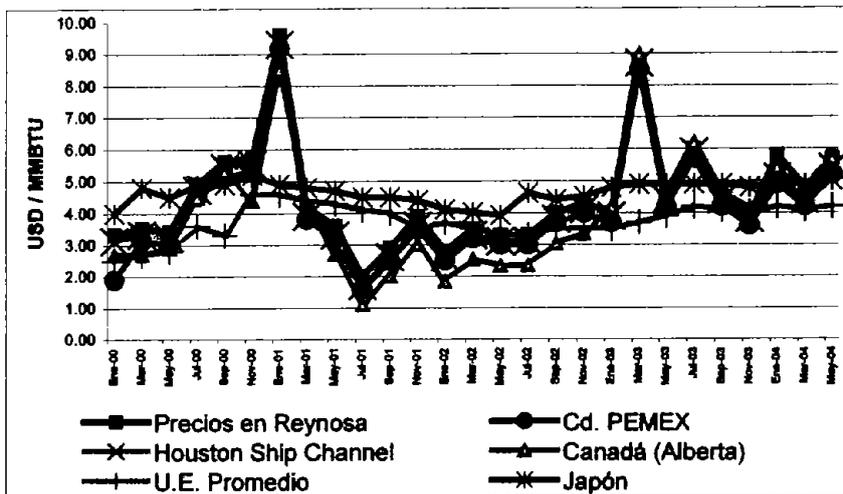
Mes/Año	Precios internos en Reynosa	Cd. PEMEX	Houston Ship Channel	Canadá (Alberta)	Unión Europea, (U.E.) Promedio	Japón
Ene-00	3.33	1.90	3.13	2.70	2.50	4.00
Mar-00	3.53	3.13	3.33	2.70	2.70	4.80
May-00	3.43	3.03	3.23	2.90	2.80	4.50
Jul-00	4.93	4.53	4.73	4.50	3.60	4.90
Sep-00	5.53	5.13	5.43	5.30	3.30	4.90
Nov-00	5.73	5.33	5.53	4.40	4.60	5.20
Ene-01	9.60	9.20	9.30	8.51	4.60	4.90
Mar-01	4.20	3.80	3.90	4.31	4.40	4.80
May-01	3.60	3.20	3.30	2.71	4.30	4.70
Jul-01	2.00	1.60	1.70	1.11	4.10	4.50
Sep-01	2.90	2.50	2.60	2.01	4.00	4.50
Nov-01	3.90	3.50	3.60	3.01	3.50	4.40
Ene-02	2.80	2.50	2.60	1.84	3.70	4.12
Mar-02	3.50	3.20	3.30	2.54	3.50	4.02
May-02	3.30	3.00	3.10	2.34	3.30	3.92
Jul-02	3.30	3.00	3.10	2.34	3.30	4.62
Sep-02	4.00	3.70	3.80	3.04	3.50	4.42
Nov-02	4.30	4.00	4.10	3.34	3.50	4.52
Ene-03	4.00	3.70	3.80	4.20	3.50	4.80
Mar-03	8.80	8.50	8.70	9.00	3.70	4.90
May-03	4.50	4.20	4.40	4.70	3.90	4.90
Jul-03	6.00	5.70	5.90	6.20	4.20	4.90
Sep-03	4.50	4.20	4.40	4.70	4.10	4.90
Nov-03	3.90	3.60	3.80	4.10	4.00	4.80
Ene-04	5.80	4.90	5.10	5.40	4.20	4.80
Mar-04	4.80	4.20	4.40	4.70	4.10	4.80
May-04	5.70	5.20	5.40	5.70	4.20	5.00

Fuente: Elaboración propia en base a información de SENER. Perspectiva del mercado del gas natural 2003 – 2012 y [www.gas.pemex.com/PEMEX_Gas/Gas Natural/Precios/](http://www.gas.pemex.com/PEMEX_Gas/Gas%20Natural/Precios/)

En la Gráfica 6 se describe el comportamiento de las cotizaciones de precios, del gas natural, en donde se observa como las cotizaciones nacionales, Reynosa y Ciudad PEMEX, tienen una alta correlación con las del Houston Ship Channel, de EE.UU., debido a que es el mercado regional de referencia

para el mercado mexicano; de forma similar, aunque alcanzando menores precios, se comporta el mercado canadiense que presenta una correlación parecida al comportamiento de los precios del Houston Ship Channel. Las diferencias entre las 4 cotizaciones son referentes a los costos de transporte del gas natural. Además se puede observar la dependencia existente respecto a las variaciones ocurrientes en el mercado de referencia para PEMEX, es decir, el comportamiento de los precios del gas natural en el Sur de Texas influye en las cotizaciones, del gas natural, para el mercado mexicano.

Gráfica 6
Precios Internacionales del Gas Natural 2000 - 2004



Fuente: Elaboración propia en base a los datos del Cuadro 11.

Por otra parte si se compara la alta correlación existente de los precios antes mencionados, con las cotizaciones de los precios europeo y japonés, para el hidrocarburo, se evidencia una mayor estabilidad en estos últimos mercados, sobre todo el japonés, contrastados con el comportamiento de los referentes previamente vistos.

Cabe hacer notar que el mercado más estable en el período de enero de 2000 a mayo de 2004, es el japonés con variaciones entre 4 y 5 USD/MMBTU. Esto se debe a que Japón, a pesar de importar el 97% del gas natural que consume, tiene diversos países proveedores, principalmente del sureste

asiático, como "Indonesia y Malasia quienes cubren el 32% y 20%" ⁴⁹, respectivamente, de las importaciones japonesas; estas importaciones son en forma de Gas Natural Licuado (LNG, por sus siglas en inglés). Otros proveedores de Japón son los EE.UU., quienes representan un 2% del LNG consumido en ese país; Australia , con quien firmó contratos en 2001. Además las principales empresas japonesas del ramo," Tokyo Gas, Osaka Gas, y Toho Gas , firmaron en febrero de 2002, un contrato con Malasia mucho más flexible que los anteriores debido a que permite al cliente especificar los volúmenes de compra requeridos ,de LNG, de 15 a 20 años" ⁵⁰. Lo anterior se enmarca dentro de la Estrategia y Aproximación Diplomática en Energía del Japón, la cual considera, como una de sus puntos, la diversificación de proveedores de fuentes de gas natural.

Mientras que los referentes tanto nacionales, Reynosa y Ciudad PEMEX, como de EE.UU. (Houston Ship Channel) y Canadá (Alberta) muestran altibajos abruptos en los precios. Esto se debe a que una parte de las instalaciones que consumen gas natural puede usar también derivados del crudo como el combustóleo y el diesel, por ejemplo. Si el petróleo sube mucho de precio, quienes operan estas instalaciones dejarán de usarlo para quemar puro gas, cuya demanda aumentará por esa razón. Como la producción no podrá aumentar repentinamente, la relativa escasez hará subir, también, el costo de este gas.

Por ejemplo, el valor promedio del gas natural para grandes cargamentos en el mencionado Houston Ship Channel pasó de 3.33 dólares por millar de pies cúbicos en el cierre de 2002, a 5.18 dólares al finalizar 2003 y a 5.18 dólares en mayo de 2004 , casi al doble. El precio promedio de PEMEX, canasta de Reynosa, pasó de 3.53 dólares, en promedio, del año 2002 a 5.28, al cierre de 2003, y, dado que la diferencia con el precio externo de referencia es mínima, se puede calcular un incremento de precio de más del 50% y por lo tanto las importaciones se pagan a un precio más alto. De 3.33 dólares al final de 2002, pasaron a 5.18 dólares al cierre de 2003; en mayo estuvo en los 5.40 dólares y si la relación se mantiene para fines de julio de 2004 se observarán precios por

⁴⁹ www.eia.doe.gov/emeu/cabs/japan.html

⁵⁰ Ibid.

arriba de los 5.50 dólares. El precio pagado sobre el costo del Houston Ship Channel pasó de una tendencia a la baja a un sobre costo del 55.5 % por ciento, del precio promedio, al final de 2003.

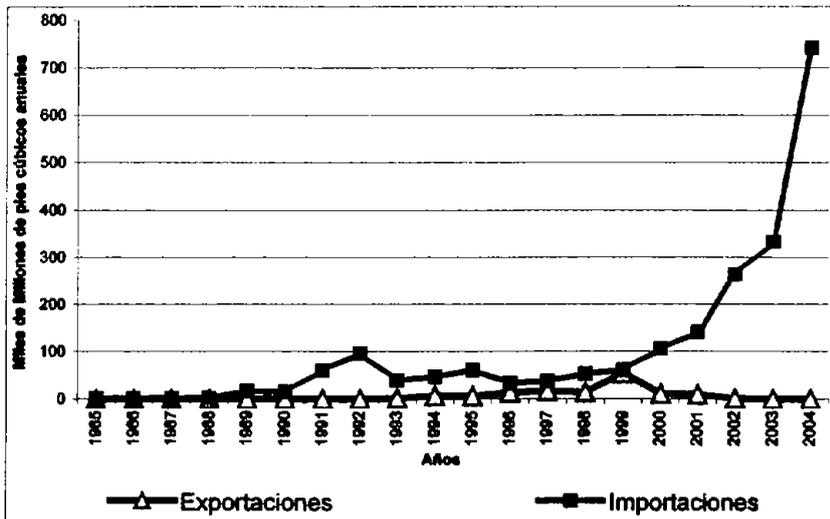
Considerando además que las importaciones han aumentado en promedio en cuanto al volumen, y el de las exportaciones se ha desplomado a medida que la producción nacional se hace insuficiente para cubrir la demanda interna (ver Cuadro 12 y Gráfica 7), se encarece el precio del gas natural no asociado al tomar como referente las cotizaciones del Houston Ship Channel.

Cuadro 12
Comercio Exterior de Gas Natural no asociado, PGPB
Miles de Millones de pies cúbicos diarios (MMpcd)

Año	Exportaciones	Importaciones	Balanza Comercial
1985	0	2.207	-2.207
1986	0	1.897	-1.897
1987	0	2.124	-2.124
1988	0	2.327	-2.327
1989	0	17.004	-17.004
1990	0	15.659	-15.659
1991	0	60.448	-60.448
1992	0	95.973	-95.973
1993	1.678	39.676	-37.998
1994	7.013	46.500	-39.487
1995	6.722	61.283	-54.561
1996	13.862	33.840	-19.978
1997	17.243	38.372	-21.129
1998	14.532	53.166	-38.634
1999	54.530	61.300	-6.770
2000	11.601	105.520	-93.919
2001	10.276	140.835	-130.559
2002	1.755	263.481	-261.726
2003	0	333.206	-333.206
2004	0	741.850	-741.850

Fuente: www.pgpb.com.mx/indicadores/

Gráfica 7
Comportamiento de la Balanza Comercial de Gas Natural no asociado
PGPB 1985 – 2004



Fuente: Elaboración propia en base a los datos del Cuadro 12.

Adicionalmente "durante el año 2000 se presentaron incrementos en los precios en Reynosa y Cd. PEMEX; esto como consecuencia de los aumentos en los precios internacionales" ⁵¹.

Esta situación afecta a varias industrias del país , por ejemplo, para la industria del vidrio el gas natural es un insumo energético esencial, por lo que las variaciones del precio de éste han puesto a ese sector industrial en una difícil situación.

Ante los cambios bruscos en el precio del gas natural, empresarios de diversas industrias solicitaron un trato preferencial que elimine el uso de la metodología actual para el cálculo de los precios del hidrocarburo. Así, hacia finales del 2000, les fue ofrecida una cobertura que mantendría constante el precio del gas entre los meses de noviembre y enero; sin embargo, la volatilidad en los mercados internacionales del gas continuó.

⁵¹ Arteaga García, Julio César y Daniel Flores Curiel. *Entorno Económico*: "Los precios del gas natural en México". Centro de Investigaciones Económicas, UANL, México. Julio / Agosto de 2001. Vol. XXXIX, Num. 233, pag. 3.

"A consecuencia de que el precio prevaleciente en el mercado texano se ha mantenido relativamente alto, los dueños de las industrias más perjudicadas, como la vidriera, han sido los más insistentes en que se venda gas natural a precios que no estén ligados a los mercados internacionales. Son los que más incentivos tienen en pedir los apoyos porque el alto costo del gas ha reducido su margen de ganancias" ⁵².

Por consecuencia, desde el año 2000 ha existido mucha fluctuación en los mercados internacionales, por lo que los consumidores nacionales se han visto afectados y han pedido que se modifique la metodología que determina el precio del gas natural.

Resumen

Un factor importante que incide en la comercialización del gas natural son las estructuras del mercado por las cuales se desarrolla esta actividad en ambos lados de la frontera, Cuenca de Burgos en Tamaulipas, México, y Distrito IV Sur en Texas, EE.UU. En México, la producción del gas natural se mantiene como sector estratégico de PEMEX, la comercialización, ventas de primera mano, y el transporte del gas natural continúan funcionando dentro de una estructura organizacional en la que estas actividades existen dentro de la misma unidad de negocio, por lo que éstas no están desvinculadas.

Pero la regulación posterior a 1995, permite a los transportistas privados realizar esta actividad así como la comercialización a terceros así como su distribución. Mientras que en EE.UU. se da una competencia más abierta entre los transportistas del gas natural, vía gasoductos, lo que si bien se refleja en un precio más atractivo para los consumidores finales, esto no evita las fuertes oscilaciones en el precio del hidrocarburo, basándose en la cotización de referencia para México, que es el Houston Ship Channel.

Al observar el comportamiento de otros precios de referencia en el mundo, se puede decir que, en el caso de México, se presenta una marcada dependencia

⁵² Arteaga García, Julio César y Daniel Flores Curiel. Op. Cit. Pag. 4

con respecto al comportamiento cíclico del mercado en los EE.UU. y el gas natural no asociado, producido y transportado desde la Cuenca de Burgos tiene el mismo comportamiento.

De lo anterior se puede inferir que los costos de transporte del gas natural, incluso el producido en la Cuenca de Burgos, está teniendo un sobre costo adquirido al tomar como referente el precio cotizado del Houston Ship Channel.

Por lo que es una estrategia errónea tomar un precio de un mercado exterior, al tener una Balanza Comercial netamente deficitaria con respecto a los EE.UU.; ya que lo único que origina es una diferencia abismal en el comercio exterior de PEMEX Gas y Petroquímica Básica, con respecto a este país. Por lo que se da un círculo vicioso en la logística del transporte de este hidrocarburo desde el sur de Texas, EE.UU., hacia México, es decir, al aumentar los requerimientos de gas natural en el país se incrementan las importaciones, así como sus costos de transportación, vía gasoductos, a los puntos donde se requiere el gas, y se genera un mayor déficit en la Balanza Comercial de PGPB.

De este modo se da pie a la inversión , para incrementar la capacidad de producción de la Cuenca de Burgos, mediante los Contratos de Servicios Múltiples; para cubrir las necesidades crecientes de gas natural no asociado en el país, sobre todo para la generación de electricidad. Con esto se espera incrementar la capacidad de producción del hidrocarburo, aunque se cuestiona la viabilidad legal de este tipo de contratos, como fue revisado en el Capítulo 2, por lo que se dan a continuación las siguientes propuestas y recomendaciones.

CAPÍTULO 4.
RECOMENDACIONES Y
PROPUESTAS

4. RECOMENDACIONES Y PROPUESTAS

Se puede concluir que si bien los precios del gas natural no asociado, de la Cuenca de Burgos son más altos a los del Distrito IV sur de Texas; esto se debe a que se está pagando un costo de transporte, a través de gasoducto, por el gas natural importado de los EE.UU.. Ahora bien, si se quiere incrementar el transporte de gas natural, producido en la esa zona, por medio del SNG de PGPB se tiene el inconveniente de tomar las cotizaciones del Houston Ship Channel, para establecer los precios del gas natural, producido en la región de Burgos ya que encarece el precio del hidrocarburo.

Por lo tanto para evitar un sobre precio del gas natural en la Cuenca de Burgos es necesario replantear el mercado relevante para el gas producido en esa región y para el mercado nacional en general. Ya que la logística del transporte de este hidrocarburo se ve afectada por una estrategia equivocada, la cual sirve como pretexto para incrementar la producción, a través de los CSM. Además se podrían evitar los ciclos que padecen los precios del gas natural de los EE.UU., lo cual es evidente al comparar las cotizaciones de precios de México, Canadá y los EE.UU. con las de Japón y la Unión Europea.

Para abordar el tema del suministro de gas natural en México, es importante primero considerar la problemática actual y futura, y después analizar las alternativas más convenientes para su solución. Quizá también sea interesante conocer por qué se ha permitido que esta problemática haya alcanzado un punto de crisis.

I. SITUACIÓN PRESENTE.

1.- El consumo actual de gas natural en México es de 5,300 millones de pies cúbicos por día (MPCD): Su destino es 45% PEMEX; 24% industria; 25% electricidad; 6% doméstico. Las ventas anuales de gas natural de PEMEX representan 6,000 millones de dólares (USD)

2.- Actualmente se producen por parte de PEMEX 4,400 MPCD (1304 MPCD es gas no asociado) y se importan de Estados Unidos de Norteamérica 874

MPCD, representando estas importaciones 16.5% del consumo total, y una salida de divisas por 2,000 millones de dólares (USD) al año.

3.- En los últimos 5 años, el precio medio anual del gas natural ha fluctuado entre 2 y 5 dólares por millar de pies cúbicos: Sin embargo en este lustro presenta altibajos mensuales que oscilan entre 1.6 y 9.8 dólares por unidad. (En junio/2003 estuvo a 5.87 dólares por unidad).

Los precios del gas natural en Estados Unidos dependen de factores ajenos a la economía mexicana, porque ese país importa energéticos .

II. SITUACIÓN FUTURA A 10 AÑOS.

4.- Para el año 2013 el consumo será de 11,400 MPCD considerando un crecimiento anual de 8.1%, y las ventas en ese año serían de 16,700 USD. "La participación de la generación de electricidad con este combustible primario crecerá 4 veces" ⁵³.

5.- Para que México sea autosuficiente en la producción de gas natural, será necesario "invertir 21,000 USD en los próximos diez años" ⁵⁴.

6.- "La tasa de retorno de las inversiones destinadas a exploración y extracción de gas natural es de 100%: Significa que en un año se recuperan los montos invertidos" ⁵⁵.

7.- En los primeros 5 años se invertirían 10,000 USD y se habrán recuperado por ventas 17,000 USD. En 10 años se obtendría un remanente acumulado de 36,000 USD ⁵⁶. (Se considera un precio medio de venta de 4 dólares por millar de pies cúbicos)

⁵³ Programa Sectorial de Energía (11/enero/2002)

⁵⁴ Idem.

⁵⁵ Declarado por el Director de Pemex en entrevista de la revista Proceso, el 20/jul/03.

⁵⁶ Ver proyección financiera en la tabla anexa.

III. ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN.

A. PEMEX se hace cargo directamente de las Inversiones.

8.- La inversión en exploración y extracción la podría hacer directamente PEMEX, como actualmente se explota la Cuenca de Burgos, participando en los concursos una mayoría de empresas mexicanas, y limitando a las extranjeras solamente en las especialidades tecnológicas que no posee el país.

9.- PEMEX aporta a la SHCP anualmente , aproximadamente, 40,000 USD que representan más del 30% de la recaudación total del gobierno federal: Es obligatorio destinarle recursos para invertir en proyectos que tienen 100% de tasa de retorno.

10.- Dada la rentabilidad de estos proyectos, PEMEX puede obtener un crédito internacional por 4,000 USD a tasas de interés de 2% anual: De esta manera se iniciaría un proyecto sustentable que alentaría las cadenas productivas nacionales.

11.- Recientemente el director de PEMEX declaró que en la cuenca de Burgos "PEMEX maneja 1,400 contratos (con duración aproximada de 2 años cada contrato) para extraer un millón de pies cúbicos de gas natural" ⁵⁷. También expresó que con los Contratos de Servicios Múltiples se tendrían solo 7 contratos, cuya administración él asume sería más barata.

B. Contratos de Servicios Múltiples.

12.- Los Contratos de Servicios Múltiples (CSM) permitirían a las grandes empresas transnacionales (Chevron, Halliburton, Shell, Conoco Phillips, etc.), aportar el capital, la tecnología y la mano de obra. Ellos efectuarían la inversión, la operación y el mantenimiento, para realizar la exploración y la extracción del gas natural, durante un período de 10 a 20 años. PEMEX les pagaría en base a los servicios ejecutados de acuerdo con precios unitarios.

⁵⁷ Entrevista de la revista Proceso, el 20/jul/03.

13.- Los CSM tienen como requisito primordial que las empresas que concursan deberán financiar las inversiones: De principio eliminan a las empresas mexicanas, que no tienen capital suficiente para obtener financiamiento.

14.- Con los CSM no se estaría dando oportunidad en estos contratos a muchas empresas medianas mexicanas que actualmente participan en concursos convocados por PEMEX. (Las transnacionales las subcontratarían a sus precios designados, convirtiendo a las empresas mexicanas en simples "maquiladoras", para maximizar ganancias)

C. Cambio del Mercado de referencia para el precio de Reynosa

15.- Es recomendable cambiar en la fórmula, para el precio del gas natural de Reynosa, y en el cual se incluye el gas producido en la Cuenca de Burgos, el mercado de referencia del Houston Ship Channel por el mercado del centro del país, ya que esto evitaría reflejar los altibajos del mercado estadounidense en el mercado nacional. Esto se prevé en la reglamentación publicada en el Diario Oficial de la Federación del martes 30 de abril de 2002, y dice lo siguiente:

Ajustes a la metodología

La Comisión Reguladora de Energía podrá modificar la metodología para la determinación del precio máximo del gas natural objeto de venta de primera mano, ya sea de oficio, a solicitud de Petróleos Mexicanos o a solicitud de los adquirentes.

Cualquier modificación en la fórmula para el cálculo del precio máximo del gas objeto de venta de primera mano requerirá la aprobación de la Comisión Reguladora de Energía.

Se considerarán modificaciones a las fórmulas de precios máximos del gas objeto de venta de primera mano los cambios en:

- I. El mercado de referencia (Houston Ship Channel);
- II. Las publicaciones que registran las cotizaciones de referencia (Gas Daily e Inside FERC's Gas Market Report);

- III. El punto de arbitraje del sistema (Los Ramones);
- IV. La metodología y los índices empleados en el cálculo del diferencial histórico D_i ;
- V. La metodología para determinar TFi; costo de transporte
- VI. La metodología para calcular TPi; tarifa neta (netback) autorizada a PEMEX para el servicio de transporte desde la frontera de Reynosa hasta Cd. PEMEX
- VII. Los trayectos para calcular TPi, y
- VIII. Otros que considere la Comisión.

Debido a las implicaciones de utilizar la actual metodología para el precio de Venta de Primera mano del Gas natural no asociado se propone la siguiente fórmula para determinar dicho precio, tomando como punto de arbitraje la estación de compresión de Zempoala, y no Los Ramones, ya que es en este punto donde convergen la red norte y sur del Sistema Nacional de Gasoductos de PEMEX; con la cual se calcularía el precio del gas producido en la Cuenca de Burgos. Sin embargo por falta de datos para elaborar los índices que correspondan a esta fórmula, se deja expresada sustituyendo los precios referentes del sur de Texas por precios nacionales de dicho hidrocarburo. Las fórmulas para establecer el precio máximo de gas en Reynosa, en términos diarios y mensuales, se expresarán en pesos por unidad y se definen como:

Diario: $VPMR_i^d = MCM_{i-1}^d - D_i + T_{CB}$

Mensual: $VPMR_i^m = MCM_i^d - D_i + T_{CB}$

Donde:

$VPMR_i^d$ es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Reynosa en el día i (pesos / unidad)

$VPMR_i^m$ es el precio máximo de gas objeto de venta de primera mano en Reynosa en el mes i (pesos / unidad)

MCM_{i-1}^d es el precio promedio del centro de México cotizado el día inmediato anterior

MCM_i^d es el precio promedio del centro de México cotizado del mes i

D_i es el diferencial entre el índice mensual de referencia en Reynosa y la cotización promedio del gas en el centro de México

T_{CB} Es el costo de transporte de la Cuenca de Burgos a la estación de compresión de Zempoala

La fórmula para calcular el diferencial histórico es la siguiente:

$$D_1 = \sum_{j=0}^{m-1} \left| \frac{ICM_{i-j}^m - SNG_{i-j}^m}{n} \right|$$

Donde:

n es igual a 3

ICM_{i-j}^m es el índice del Centro de México del mes $i - j$

SNG_{i-j}^m es el promedio aritmético de los índices del Sistema Nacional de Gasoductos

Las fórmulas para establecer el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Ciudad PEMEX se expresarán en dólares por unidad y se definen como:

$$\text{Diario: } VPMCP_i^d = VPMR_i^d + TP_i$$

$$\text{Mensual: } VPMCP_i^m = VPMR_i^m + TP_i$$

Donde:

$VPMCP_i^d$ es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Ciudad PEMEX en el día i (pesos/unidad);

$VPMR_i^d$ es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Reynosa en el día i (pesos/unidad);

$VPMCP_i^m$ es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Ciudad PEMEX en el mes i (pesos/unidad);

$VPMR_i^m$ es el precio máximo del gas objeto de venta de primera mano en Reynosa en el mes i (dólares/unidad) y

TP_i es la tarifa neta autorizada a PEMEX para el servicio de Transporte desde de Reynosa hasta Ciudad PEMEX vigente en el período i (pesos /unidad).

El valor de TP_i será calculado de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$TP_i = TP_i^A - TP_i^{CP}$$

Donde:

TP_i^A es la tarifa autorizada a PEMEX para el servicio de transporte desde Reynosa hasta el punto de arbitraje en la estación de compresión de Zempoala el período i (pesos /unidad);

TP_i^{CP} es la tarifa por el servicio de transporte de PEMEX desde el punto de arbitraje en Zempoala hasta Ciudad PEMEX vigente en el período i (dólares/unidad).

Estas fórmulas se sustentan en los planteamientos expresados en el Diario Oficial de la Federación enunciados anteriormente y es importante que PEMEX retome el control de la los precios referentes del Gas natural no asociado en la cuenca de Burgos ya que los costos de transporte no se verían ligados a los cambios bruscos del mercado estadounidense del sur de Texas. También cabe señalar la importancia que tiene tomar como punto de arbitraje la estación de compresión de Zempoala, debido a que Los Ramones es un punto arbitrario que encarece el costo de transporte del gas natural llevado desde el sur del país hacia el norte, ya que ahí confluyen los ramales norte y sur del Sistema Nacional de Gasoductos por lo que se considera un punto natural de arbitraje.

BIBLIOGRAFÍA
CONSULTADA

- Arteaga García, Julio César. "Los precios del gas natural en México", en Arteaga García, Julio César y Daniel Flores Curiel, Entorno Económico Centro de Investigaciones Económicas, UANL, México, Julio / Agosto de 2001, Vol. XXXIX, Num. 233.
- Correa Serrano, Ma. Antonia. Inversión Extranjera directa y dinamismo regional. UAM – Xochimilco, México, 2001.
- Departamento de Comercio de Estados Unidos. Análisis Económico de la Inversión Extranjera Directa en Estados Unidos. Estados Unidos, 1997.
- Glickman Norman y Douglas P. Woodward. Los nuevos competidores. Editorial Gedisa, Barcelona, España, 1994.
- Gobierno del Estado de Tamaulipas. Comercio e Infraestructura. Dirección General de Industria, México, 2000.
- R. Krugman Paul, Economía Internacional. Mc Graw Hill, cuarta edición, España, 1999
- Ruiz Duran, Clemente. "Territorialidad, industrialización y competitividad", en Clemente Ruiz Durán y Enrique Dussel Peters (coord), Dinámica Regional y Competitividad Industrial, Editorial Jus, México, 1999.
- PEMEX Exploración y Producción. Las Reservas de Hidrocarburos de México. México, 2002.
- SENER. Perfil Energético de América del Norte. México, 2002.
- SENER. Programa Sectorial de Energía 2001 - 2006. SENER, México, 2002.
- SENER. Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2003 – 2012. México, 2003.
- Suárez Guevara, Sergio. PEMEX y el desarrollo económico mexicano: aspectos básicos. Instituto de Investigaciones Económicas, UNAM, 2001
- U.S. Bureau of Economic Analysis, National Income and Product Accounts 1929 – 03. & Survey of Current Business, November 2003.
- Vargas Zamudio L. Teoría del comercio internacional. Editorial Siglo XXI, 1997.
- Vásquez Meléndez, Luis Alberto. El gas natural en México y su financiamiento. OLADE, México, 2002.

- Voigts, Fitz. Economía de los sistemas de transporte. Editorial Fondo de Cultura Económica, 1995.
- Unión Nacional de Trabajadores de Confianza de la Industria Petrolera, Asociación Civil. Foro sobre Contratos de Servicios Múltiples en PEMEX: Legalidad e impacto económico y laboral. Villahermosa, Tabasco, México, 8 de febrero del 2003.
- www.eia.doe.gov
- www.energia.gob.mx
- www.energia.org.mx/bajar/doc/210703-notainformativa.doc
- www.gas.pemex.com
- www.greenwood.cr.usgs.gov
- www.imp.mx
- www.melectriconet.com.ar/biblioteca/
- www.pemex.com
- www.pqpb.com.mx/indicadores/
- www.sener.gob.mx/burgos-clfras/
- www.unctad.org/infocomm/
- www.whitehouse.gov/energy/

ANEXO 1

Indicadores Operativos PEMEX

Indicadores Operativos PGPB

Comercio exterior de Gas Natural de PGPB, 2003 Millones de Pies Cúbicos Diarios (MMpcd)

	1 ^{er} Trim	2 ^o Trim	3 ^{er} Trim	4 ^o Trim	Anual
Exportación					
Gas natural (MMpcd)	0	0	0	0	0
Importación					
Gas natural (MMpcd)	940	1.204	1.096	968	1.052

Fuente: PEMEX Gas y Petroquímica Básica. Indicadores Operativos 2003,
www.pgpb.pemex.com/indicadores/

Ventas de Gas Natural de PGPB 1999- 2004

Año	Total	Industrial	Doméstico	Eléctrico	PEP	PR	PP
	(millones de pies cúbicos diarios)				(millones de pies cúbicos diarios)		
1999	1899.07	1095.02	98.70	705.17	704.91	181.42	449.26
2000	3571.69	980.21	209.38	871.16	942.39	195.48	373.07
2001	3564.08	755.89	227.70	1009.73	1030.98	223.48	316.30
2002	4037.85	875.50	256.13	1293.46	1102.42	216.65	294.69
2003	4382.61	866.72	271.74	1482.87	1190.81	264.94	285.43
2004	4488.08	902.14	322.64	1501.79	1214.66	255.92	291.83
Enero	4521.88	896.19	321.31	1481.34	1228.67	273.69	321.68
Febrero	4551.98	907.70	324.07	1523.66	1199.69	236.93	259.93

1. A partir de 2000 son ventas de distribuidoras, incluye industrial y doméstico

Fuente: PEMEX Gas y Petroquímica Básica. Indicadores Operativos 2003,
www.pgpb.pemex.com/indicadores/

ANEXO 2

Directivas y Líneas de Acción del Programa Sectorial de Energía 2001 – 2006, referentes a Gas Natural

Estrategias y líneas de acción

Objetivo (1) Asegurar el abasto suficiente de energía, con estándares internacionales de calidad y precios competitivos, contando para ello con empresas energéticas, públicas y privadas, de clase mundial.

ESTRATEGIA . Asegurar la oferta de gas natural con precios competitivos

Líneas de acción

Incrementar la producción doméstica de gas natural.

La tendencia creciente en la demanda de este energético, precisa de mayor disponibilidad de inversiones para ampliar la capacidad de la infraestructura requerida.

Acciones específicas:

- Desarrollar las reservas de gas natural no asociado;
- Impulsar las inversiones clave para el aprovechamiento íntegro de la extracción de gas;
- Dotar de mayor autonomía de gestión a las empresas públicas, y
- Promover la participación privada, dentro del marco legal vigente, para complementar las necesidades de inversión tanto en la exploración y producción de gas natural no asociado como en su procesamiento.

Directiva sobre la determinación de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas de Gas Natural / DIR – GAS – 001 – 96 (20 de marzo de 1996)

La CRE también establece metodologías, criterios y lineamientos que PEMEX y el permisionario deben usar para calcular sus precios y tarifas, los

requerimientos de información toda clase de disposiciones generales que la Comisión decida aplicar.

Los precios tope son aplicados a las ventas de "primera mano" usando precios de referencia en el mercado internacional más los costos de transportación en México. Los objetivos de la metodología son revelar el costo de oportunidad y desarrollar condiciones de mercado competitivas.

Directiva sobre la Determinación de las Zonas Geográficas para la distribución de Gas Natural / DIR - GAS - 003 - 96, (27 de septiembre de 1996)

Esta Directiva establece los lineamientos generales que la CRE maneja para determinar las zonas geográficas para los procesos de distribución de gas natural y, al mismo tiempo, asesora a agentes potenciales en el desarrollo de proyectos de gas natural en México. Estas zonas están definidas bajo elementos económicos, técnicos y de diseño urbano, que garantizarán y fomentarán sistemas de distribución rentables y eficientes, de acuerdo con las prioridades ambientales regionales y nacionales.

El criterio y los lineamientos son el resultado de una revisión exhaustiva de los distintos centros de población del país, de los objetivos y estrategias derivados del Programa Nacional de Desarrollo Urbano, del Sistema Urbano Nacional y de los programas de desarrollo locales de diversos centros de población.

Dichos lineamientos ayudan a la CRE en la determinación de las zonas geográficas a través de la evaluación y modificación de las zonas propuestas. Asimismo, esta directiva resulta ser una guía para los interesados en la definición de las zonas geográficas considerando el medio ambiente y prioridades locales.

Con estos lineamientos se promoverá un desarrollo eficiente y redituable en los servicios de distribución de gas natural así como un desarrollo y crecimiento en los sistemas de transportación.

Directiva de "Ventas de Primera Mano" de Gas Natural, 23 de febrero de 2000

Esta Directiva establece los lineamientos y criterios que PEMEX y sus agencias subsidiarias seguirán en lo referente a las "ventas de primera mano" (obligaciones e información contable) acerca de las ventas de gas natural. Esta Directiva fue creada para dar certeza y facilitar la regulación de ventas de primera mano para así efficientar y adecuar el desarrollo de la industria de gas.

Si bien, el Estado tiene exclusividad en la exploración, producción y venta de primera mano de Gas Natural, en base a lo expuesto anteriormente; se da cabida a las empresas privadas, nacionales y extranjeras, en los rubros de distribución, almacenamiento y transportación. Y es importante mencionar además que la *Ley de Inversión Extranjera* determina los lineamientos bajo los cuales los inversionistas extranjeros deben actuar en México, el comercio interno y externo de gas natural, así como la comercialización puede ser desarrollada libremente.

ANEXO 3

Glosario de términos

Almacenamiento:

Recepción, depósito y entrega de gas natural, que se deposita en instalaciones fijas distintas a los gasoductos.

Compresión:

La energía mecánica que se aplica al gas natural para su transporte a grandes distancias en mayor volumen.

Distribución:

Recepción, conducción, entrega y, en su caso, comercialización del gas natural por medio de gasoductos dentro de una zona geográfica.

Ducto ó Gasoducto:

Sistema de tuberías para transportar y distribuir el gas natural.

Gas Natural (Natural gas):

a).- Una mezcla de hidrocarburos, generalmente gaseosos presentes en forma natural en estructuras subterráneas. El gas natural consiste principalmente de metano (80%) y proporciones significativas de etano, propano y butano. Habrá siempre alguna cantidad de condensado y/o aceite asociado con el gas.

b).- El término también es usado para designar el gas tratado que se abastece a la industria y a los usuarios comerciales y domésticos y tiene una calidad especificada.

Gas No Asociado o Libre:

Es el producto único o con una proporción baja de hidrocarburos líquidos (propano hasta heptano) que se encuentra en yacimientos que no contienen aceite crudo a las condiciones de presión y temperatura originales.

Gas Seco:

Gas natural que contiene cantidades menores de hidrocarburos (propano hasta heptano) más pesados que el metano.

Gas Asociado:

Gas que se encuentra en un yacimiento donde predominan los hidrocarburos líquidos en forma de petróleo o condensado.

Gas Húmedo:

Mezcla de hidrocarburos que se obtiene del proceso del gas natural del cual le fueron eliminadas las impurezas o compuestos que no son hidrocarburos. Y cuyo contenido de componentes más pesados que el metano es en cantidades tales que permite su proceso comercial.

Gas natural licuado (Liquefied Natural Gas - LNG)

Gas natural que para facilidad de transportarlo ha sido licuado mediante enfriamiento a aproximadamente menos 161°C a presión atmosférica. El gas natural es 600 veces más voluminoso que el gas natural licuado (LNG).

Henry Hub:

Punto de confluencia de gasoductos localizado en Louisiana, EE.UU. Se utiliza como referencia para establecer los contratos de futuros del gas natural que son negociados en el NYMEX (New York Mercantile Exchange).

Houston Ship Channel:

Mercado de referencia para establecer precios en el sur de Texas, EE.UU., y que sirve como referente para establecer los precios del gas natural en México.

Importaciones de Balance:

Importaciones para cubrir el déficit entre la oferta y la demanda, en el Sistema Nacional de Gasoductos de PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB).

Importaciones de Sistemas Aislados:

Son las que no se pueden abastecer directamente con producción nacional.

Net Back:

Método para determinar el precio del gas natural en el punto de entrada al mercado, ya sea en la frontera por donde se importa o en la región productora. El precio se calcula partiendo del precio final al consumidor, menos el descuento de los costos de transporte y distribución

Pie Cúbico:

Unidad de volumen del sistema inglés que se utiliza para medir el gas natural en un estado gaseoso. Aproximadamente, un pie cúbico de gas natural es igual a 1000 unidades térmicas británicas (BTU, por sus siglas en inglés) en condiciones estándar de atmósfera y temperatura.

Punto de Arbitraje:

Punto geográfico donde coinciden los flujos de gas importado y nacional

Reservas Posibles:

Volumen de hidrocarburos en donde el análisis de datos geológicos y de ingeniería sugieren que son menos probables de ser comercialmente recuperables que las reservas probables. En este contexto, cuando se emplean métodos probabilistas, el término posible implica que se tiene una probabilidad

de al menos 10% de que las cantidades realmente recuperadas serán iguales o mayores que la suma de reservas estimadas probadas más probables más posibles.

Reservas probables:

Reservas no probadas cuyo análisis de datos geológicos y de ingeniería sugieren que son más tendientes a ser que a no ser comercialmente recuperables. Para los métodos probabilistas esto implica que se tendrá una probabilidad de al menos 50% de que las cantidades actualmente recuperadas serán iguales o mayores que la suma de reservas estimadas probadas más probables más probables.

Reservas Probadas:

Volumen de hidrocarburos o sustancias asociadas evaluadas a condiciones atmosféricas, las cuales por análisis de datos geológicos y de ingeniería se estima con razonable certidumbre que serán comercialmente recuperables a partir de una fecha dada proveniente de yacimientos conocidos y bajo condiciones actuales económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales. Dicho volumen está constituido por la reserva probada desarrollada y la reserva probada no desarrollada. Cuando se utilizan métodos probabilistas, el término probado implica que se tiene una probabilidad de al menos 90% de que las cantidades actualmente recuperadas sean mayores o iguales a las reservas estimadas.

Transporte:

Recepción, conducción y entrega del gas natural, por medio de gasoductos, a personas que no son usuarios finales.

Ventas de Primera Mano:

Primera enajenación del gas de origen nacional, que efectúe PEMEX a favor de un tercero, para ser entregada en territorio nacional.

ANEXO 4

Factores de Conversión

Volumen		
Unidad Base	Factor de Conversión	Nueva Unidad
1 metro cúbico	6.2898104	bariles
1 metro cúbico	35.31467	pies cúbicos
1 pie cúbico	0.0283168	metro cúbico
Equivalencias Energéticas		
Unidad Base	Factor de Conversión	Nueva Unidad
1 pie cúbico	1.03	MBTU de gas natural

ANEXO 5

Abreviaturas y siglas

CRE:	Comisión Reguladora de Energía
DOE:	Department of Energy (EE.UU)
DOF:	Diario Oficial de la Federación
EE.UU.:	Estados Unidos
HSC:	Houston Ship Channel
Mm:	Millón
Mmpcd:	Millones de pies cúbicos diarios
Mpcd:	Miles de pies cúbicos diarios
NYMEX	New York Mercantil Exchange
PEMEX:	Petróleos Mexicanos
PEP:	PEMEX Exploración y Producción
PGPB:	PEMEX Gas y Petroquímica Básica
SENER:	Secretaría de Energía
SNG:	Sistema Nacional de Gasoductos
trnca	Tasa media de crecimiento anual

U.E.: Unión Europea

USD: Dólares de Estados Unidos

VPM: Ventas de Primera Mano

ANEXO 6

CONTRATOS DE SERVICIOS MÚLTIPLES (CSM)

4 de julio de 2003.

Nota Informativa**

Se detectó el 3 de julio de 2003, en la página de Internet de Petróleos Mexicanos una nueva versión de los denominados Contratos de Servicios Múltiples, intitulada "Revisiones al Tercer Modelo de Contrato".

PEP al difundir esta nueva versión señala que:

- Como resultado de la publicación de los elementos de las bases en el ámbito del Programa de Transparencia y Combate a la Corrupción, hemos recibido una gran variedad de comentarios y sugerencias. Derivado de dicha participación se ha revisado el proyecto de bases de licitación, incluyendo el tercer borrador del Modelo Genérico de Contrato de Obra Pública sobre la Base de Precios Unitarios.

En consecuencia, el tercer borrador del modelo genérico ha sido enriquecido con los comentarios y sugerencias propuestos, conforme a dicho programa.

Para PEP los principales temas revisados son:

- *Abandono*: Dejar en condiciones adecuadas el área de Trabajo cuando la vida útil de un activo haya terminado. Los trabajos de abandono dada su importancia, se reclasificaron como obras de mantenimiento.
- *Medio ambiente y seguridad*: Mejor definición de los temas de obligaciones en medio ambiente y seguridad industrial.
- *Garantías*: Homogenización de la tasa de la carta de crédito inicial por el 25% para el programa de trabajos mínimos.
- *Simplificación administrativa*: Se definió de manera más precisa los procedimientos administrativos.

**Nota informativa del Instituto de Estudios Legislativos del Senado de la República.

- *Obligación mínima de trabajo:* Mejor calendarización de las obligaciones mínimas de trabajo.
- *Trabajos conjuntos:* Mejor definición de las actividades conjuntas entre dos o más contratistas.
- *Precios Unitarios:* Mayor claridad, para una inclusión expedita, del procedimiento para incluir nuevos conceptos cuando exista un avance de tecnología.
- *Transferencia de tecnología:* Se puntualizó que, al final del contrato, PEP podrá negociar las licencias necesarias.
- *Apoyo a la comunidad:* Con la finalidad de asegurar el beneficio regional derivado de las actividades, se ha incluido la obligación de invertir en obras en apoyo de la comunidad.

COMENTARIOS

En una revisión general comparativa del contenido del contrato anterior (enero de 2003) con la nueva versión (junio de 2003) se observó lo siguiente:

- La cláusula relativa a la compañía líder cambio su ubicación a la cláusula 39, sin embargo las disposiciones se conservan, es decir, de esta cláusula se desprende que el Contratista, a través de la denominada Compañía Líder, podrá subcontratar a otras compañías para realizar las obras establecidas en el contrato.
- Se adiciona a la cláusula Obligación de Trabajo de Desarrollo, el concepto Programa Maestro, quedando como Programa Maestro y Obligación de Trabajo de Desarrollo. En dicha cláusula se especifica que el contratista ejecutará el Programa Maestro establecido en el Anexo H, sin embargo, este Anexo no contiene ningún dato, solamente señala que será completado al momento de la licitación.
- En la cláusula Obligación de Trabajo de Desarrollo para cada Año del Plazo, en la versión anterior se cita un ejemplo, sin embargo en esta nueva versión al no comentarse que es un ejemplo, se da por hecho que esas son las Unidades de Trabajo que deberán ser realizadas por el contratista.
- En esta nueva versión, a diferencia de la anterior, ya no se incluyen las siguientes cláusulas:

<u>Número de Cláusula</u>	<u>Denominación</u>
9.5	Especificaciones de Construcción y factores adicionales
10.7	Unidades de Trabajo Reservadas
10.16	Comienzo anticipado de la fase de reactivación o de la fase de recuperación máxima
11.4	Especificaciones de construcción
22.1	Director Ejecutivo

- Asimismo, se adicionan las siguientes cláusulas:

<u>Número de Cláusula</u>	<u>Denominación</u>
12.3	Abandono de pozos productivos, pozos existentes e infraestructura
20.7	Ajustes a la contraprestación
21.3	Supervisión
25.4	Programa de protección ambiental y de seguridad
25.14	Responsabilidades en materia de seguridad
25.15	Indemnización por parte del contratista por las responsabilidades en materia de seguridad
25.16	Estudio de riesgo de proceso
25.17	Finalización del estudio de riesgo de proceso
25.18	Propiedad del estudio de riesgo de proceso y no confidencialidad
25.19	Responsabilidades en materia de seguridad como resultado del estudio de riesgo de proceso
25.20	Costos
25.21	Cooperación con la consultora especializada en materia de seguridad
25.22	Reportes anuales en materia de seguridad
38.3	Programa de apoyo a la comunidad

- Se eliminan los siguientes anexos:

<u>Anexo</u>	<u>Descripción</u>
C	Actas de recepción final
D	Actas de recepción parcial
L	Buenas prácticas de conservación
M	Presupuesto para el primer año del plazo

Se incluyen los siguientes anexos:

Anexo	Descripción
H	Programa Maestro
K	Espaciamiento entre pozos y máxima recuperación de reservas
P-4	Garantía de vicios ocultos
Q-1	Requerimientos en materia de seguridad, higiene y protección ambiental
Q-2	Indemnización por abandono de pozos existentes e infraestructura existente a la fecha efectiva

Síntesis de las cláusulas eliminadas

Cláusula 9.5 Especificaciones de construcción y factores adicionales

Esta cláusula señala que el Contratista será el responsable de ejecutar las obras cumpliendo con ciertas especificaciones de Construcción. También menciona que el contratista utilizará Tecnología de Punta en la ejecución de la Obras de ingeniería y diseño.

Cláusula 10.7 Unidades de Trabajo Reservadas

Se señala que el Contratista deberá abandonar cualquier Pozo Productivo o de Infraestructura cuando la continuidad de sus operaciones sea considerada antieconómica.

Cláusula 10.16 Comienzo anticipado de la Fase de Reactivación o de la Fase de Recuperación Máxima

Se señala que el plazo de la Fase de Reactivación culminará al vencimiento de la Fase de Recuperación Máxima.

Cláusula 11.4 Especificaciones de Construcción

El contratista deberá realizar, a su propio costo y entregar a PEP, todas las obras necesarias o apropiadas para llevar a cabo el diseño, ingeniería, perforación, equipamiento, colocación, construcción, pruebas y puesta en operación de los Pozos y demás instalaciones relacionadas con el Desarrollo, así como con la infraestructura respectiva.

El Contratista será responsable de:

- Las Obras Desarrollo e Infraestructura.
- Realizar los análisis de riesgo, estudios de impacto ambiental, así como de estudios geotécnicos.
- Comprar, suministrar y transportará al Área de Trabajo todos los materiales.
- Llevará a cabo y terminará las Obras de tal manera que no interfieran con ninguno de los trabajos desarrollados por PEP en el Área de Trabajo.

Cláusula 22.1 Director Ejecutivo

Con la finalidad de apoyar la administración del contrato que lleva a cabo el Gerente de Operación de Contratos, se creó el cargo de Director Ejecutivo, quien prestará el apoyo que estime conveniente a las actividades de administración de contrato llevadas a cabo, asimismo, coordinará y supervisará los aspectos presupuestados con relación a la ejecución de las obras.

Cláusula 25.1 Responsabilidades Ambientales Previas a la Fecha Efectiva

PEP será responsable ante el contratista por las responsabilidades ambientales previas a la Fecha Efectiva en el Área de Trabajo determinadas por las partes con base en el Estudio Ambiental Inicial

Cláusula 25.2 Responsabilidades Ambientales a partir de la Fecha Efectiva

PEP continuará siendo formalmente ante las Autoridades Gubernamentales el responsable en la materia; sin embargo el Contratista realizará todas las actividades en el Área de Trabajo conforme a las disposiciones aplicables.

Síntesis de las cláusulas adicionadas

Cláusula 12.3 Abandono de pozos productivos, pozos existentes e infraestructura

Esta cláusula señala que el Contratista deberá proponer el Abandono de cualquier Pozo Productivo, Pozo Existente o Infraestructura cuando la vida útil de tales bienes desde un punto de vista técnico haya expirado; el Contratista podrá proponer tal Abandono, con anterioridad a la expiración de la vida útil desde el punto de vista técnico, si la continuidad de las operaciones de tales bienes se considera antieconómica, en este último caso con base en la evaluación razonada del Contratista.

Por otra parte, el Contratista deberá especificar, en el Programa Anual de Trabajo, los pozos productivos, pozos existentes e infraestructura que el Contratista propone abandonar en el año correspondiente. Si el Contratista no ha realizado dicho abandono en los términos previstos en el Contrato, la Gerencia de Operación de Contratos solicitará al Contratista que asuma la responsabilidad de corregir o ejecutar nuevamente dicho abandono, si esto no es así dentro de los 30 días siguientes a la solicitud de PEP, ésta podrá llevar a cabo los trabajos de corrección y/o abandono que sean necesarios, en cuyo caso el Contratista pagará a PEP los costos derivados por estas actividades.

Cláusula 20.7 Ajustes a la contraprestación

En esta cláusula en caso de que el Contratista no genere las acciones para acondicionar el gas dentro de los rangos de calidad establecidos en el contrato, el Contratista deberá pagar a PEP las cantidades establecidas en el anexo F.

Asimismo, en caso de que el Contratista no mantenga la capacidad de entrega de gas en los puntos de transferencia en un mes, el Contratista pagará a PEP (mediante la reducción en los pagos por las obras de mantenimiento para dicho mes) una cantidad calculada.

Cláusula 21.3 Supervisión

La Gerencia de Operación de contratos tiene el derecho de auditar todos los gastos no recuperables que el Contratista solicite en los casos de suspensión, terminación anticipada o rescisión del contrato. En tal caso, PEP deberá iniciar la auditoría correspondiente dentro de un plazo no mayor a 60 días de la fecha de solicitud del Contratista.

Cláusula 25.4 Programa de protección ambiental y de seguridad

Esta cláusula menciona la obligación del Contratista de proporcionar su Programa de Protección Ambiental y de Seguridad para su revisión.

Cláusula 25.14 Responsabilidades en materia de seguridad

En esta cláusula se mencionan las obligaciones del Contratista en materia de seguridad. Asimismo, se señala que PEP no otorgará garantía alguna con respecto a las condiciones de seguridad en el Área de Trabajo. Sin embargo, PEP seguirá siendo el responsable ante las Autoridades Gubernamentales.

Mientras que el Contratista asegurará que los subcontratistas realicen todas las actividades en el Área de Trabajo conforme al Programa de Protección Ambiental y de Seguridad y a las Disposiciones Aplicables.

Cláusula 25.15 Indemnización por parte del Contratista por las responsabilidades en materia de seguridad

El Contratista indemnizará y liberará a PEP por cualquier reclamación en contra de PEP, PEMEX o sus otros organismos subsidiarios interpuesta o impuesta por cualquier persona o Autoridad Gubernamental que surja por responsabilidades en materia de seguridad.

Cláusula 25.16 Estudio de riesgo de proceso

El contratista deberá elaborar un estudio de riesgo de proceso el cual deberá ser realizado por una consultora especializada en materia de seguridad, la cual deberá ser aprobada por PEP.

El contratista deberá actualizar entre la fecha efectiva y la fecha de terminación el estudio de riesgo de proceso. Esta actualización será presentada a PEP como parte del Programa Anual de Trabajo.

Cláusula 25.17 Finalización del estudio de riesgo de proceso

Una vez finalizado este estudio o sus actualizaciones, la consultora especializada en materia de seguridad deberá preparar un informe dirigido a las partes con los resultados de dicho estudio.

Cláusula 25.18 Propiedad del estudio de riesgo de proceso y no confidencialidad

PEP y el Contratista acuerdan que el informe del estudio de riesgo de proceso y toda la información y datos que se originen de dicho estudio será propiedad de PEP.

Cláusula 25.19 Responsabilidades en materia de seguridad como resultado del estudio de riesgo de proceso

El Contratista es responsable de cumplir con las recomendaciones, correcciones de condiciones inseguras, modificaciones al proceso, equipo, sistemas de seguridad y los planes de emergencia requeridos, en los plazos establecidos en el informe del estudio de riesgo de proceso.

Cláusula 25.20 Costos

El costo del estudio de riesgo de proceso y la preparación del informe de dicho estudio y las actualizaciones del mismo, será pagado íntegramente y en todo caso por el contratista.

Cláusula 25.21 Cooperación con la consultora especializada en materia de seguridad

Tanto PEP como el contratista deberán cooperar con dicha consultora en la realización del estudio de riesgo de proceso, incluyendo el suministro de información y permitiendo el acceso al Área de Trabajo con el fin de llevar a cabo dicho estudio o las actualizaciones del mismo.

Cláusula 25.22 Reportes anuales en materia de seguridad

El Contratista suministrará a la Gerencia de Operación de Contratos, con copia al Director Ejecutivo, un reporte anual en materia de seguridad que informará a PEP sobre cualquier acontecimiento ocurrido o medidas de seguridad adoptadas durante el año correspondiente.

Cláusula 38.3 Programa de apoyo a la comunidad

El Contratista cumplirá con un programa de apoyo a la comunidad durante cada año del plazo, con un valor mínimo de US\$500.00 por sector incluido en el Área de Trabajo el primer día del año correspondiente. Los fondos serán destinados a Programas de Apoyo a la Comunidad en el Municipio en el cual se encuentre ubicado el sector. Los fondos serán utilizados para la construcción y mantenimiento de escuelas públicas, hospitales y clínicas públicas y caminos a cargo del Municipio o para patrocinar programas de educación y salud pública del Municipio en el cual el sector se encuentre ubicado o principalmente ubicado. El Contratista llevará a cabo los programas de apoyo a la comunidad directamente o podrá acordar con el Municipio correspondiente el patrocinio de programas con estos objetos, en aquellos casos en que los Municipios acuerden llevar a cabo tales actividades, pero en todo caso siempre de conformidad con las Disposiciones Aplicables.

CONCLUSIÓN

El día 4 de julio de 2003, fecha que coincide con la Conmemoración de la Independencia de los Estados Unidos de América, y paradójicamente en el Auditorio 18 de Marzo, el Director Ejecutivo de los CSM de PEMEX, Lic. Sergio Guaso Montoya impartió la conferencia "Contratos de Servicios Múltiples" en respuesta a la solicitud de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, A.C.

En dicha conferencia el licenciado Guaso reiteró lo que la paraestatal ha venido afirmando desde diciembre de 2001, que dicho contrato no viola la Constitución, ni ninguna ley aplicable. Además, señaló, que es un contrato de obra pública sobre la base de precios unitarios en que la propiedad de los hidrocarburos y las obras ejecutadas las mantiene PEP, así como que permanece la naturaleza jurídica de los contratos que actualmente celebra, solamente que en este modelo se agrupan todos los servicios en un solo documento, en donde el contratista recibe un pago en efectivo basado en precios unitarios y no sobre los productos de la explotación y por tanto, no se viola la Ley Reglamentaria en la materia.

Afirmó también, que no es un contrato de riesgo o de ganancias compartidas. Estos contratos se plantean como una estrategia para incrementar la capacidad de ejecución de PEMEX y presentan los siguientes beneficios para el país: la generación de 10,000 empleos, la inversión de 8,000 millones de dólares en 15 años, una mayor demanda de bienes y servicios nacionales, así como, un aumento de la captación fiscal.

Señaló también, que en la página de Internet de PEMEX se encontraba la versión revisada del tercer modelo de contrato y que con base en él se realizará la licitación a finales del presente mes.

Por otra parte, al revisar la nueva versión del modelo genérico y aún cuando se realizan algunas adiciones y cambios de ubicación y denominación de algunas cláusulas, no se encontraron cambios sustanciales en los términos y alcances, por lo que la naturaleza jurídica de dicho contrato continúa transgrediendo el espíritu y la letra de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, así como, de diversas leyes secundarias en la materia.

- Las Obras de Desarrollo y Mantenimiento definidas en el Contrato pueden ser interpretadas como actividades de Exploración y Explotación de los hidrocarburos, en este caso, para gas natural no asociado, lo que contraviene lo dispuesto en el Artículo 27 párrafo 6 Constitucional.
- Expresamente el Contrato se refiere a "Compañía Líder" y "Subcontratación", donde se señala que la Compañía Líder será la única responsable frente a PEP y no podrá subcontratar la administración y dirección de las Obras. Es decir, el Contratista, a través de la denominada Compañía Líder, podrá subcontratar a otras compañías para realizar las obras establecidas en el contrato. Lo que implicaría una inconstitucionalidad dado que el Artículo 134 Constitucional reserva al Estado la rectoría de los procedimientos para contratar las adquisiciones, arrendamientos y enajenaciones de todo tipo de bienes, prestación de los servicios y la contratación de obra que realice el gobierno federal, el Distrito Federal y sus respectivas administraciones públicas paraestatales sean adjudicados a través de licitaciones públicas mediante convocatoria. Todo ello con el fin de asegurar al Estado las mejores condiciones disponibles en cuanto a precio, calidad, financiamiento, oportunidad y demás circunstancia pertinentes. Con este contrato se elimina la obligación de someter a licitación cualquier contrato que se haga a través del contratista principal. Se evade la obligación de convocatoria y licitación pública.
- Además, la modalidad de contratación promovida por PEMEX atenta contra diversos preceptos contenidos en la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el ramo del Petróleo, en la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas y del Reglamento de Trabajos Petroleros.