

Situación actual y perspectivas del mercado internacional del gas natural

GONZALO A. BRAVO VERA*

INTRODUCCIÓN

El gas natural, que físicamente es metano, se obtiene directamente de pozos productores de gas seco o bien asociado al petróleo. En este último caso, se le debe someter a los procesos de endulzamiento y absorción para transportarlo hacia el consumidor final, sea éste industrial, comercial, residencial o una planta termoeléctrica. Es decir, se puede utilizar como combustible para producir energía eléctrica y calefacción y como materia prima para la industria petroquímica.

Las reservas mundiales de gas natural son grandes y se estima que durarán por lo menos hasta el primer decenio del próximo siglo. Sin embargo, técnicamente el futuro del gas natural estará determinado, más que por la oferta, por el problema de su transporte y distribución desde los pozos productores, dada la alta dificultad técnica para manejarlo en todas sus etapas, en particular la de abastecimiento.

Históricamente, el gas natural se transporta desde el lugar donde se produce hasta el consumidor a través de gasoductos. El uso del gas en gran escala se ha dado en mercados que pueden ser

conectados económicamente por medio de gasoductos con los campos productores.

Hace ya muchos años, los chinos y los birmanos utilizaban troncos de bambú para transportar el gas natural de pozos poco profundos. En el segundo decenio del siglo pasado, el faro del lago Erie, en el estado de Nueva York, se alimentaba con gas natural que llegaba por medio de troncos huecos. Sin embargo, no fue sino hasta 1833 cuando surgió la industria gasera, al tenderse la primera tubería de Murrysville a Pittsburgh, en Estados Unidos. Posteriormente, en 1891, se construyó en este país el primer gasoducto de alta presión, de hierro forjado y con un diámetro de 8 pulgadas. Al mejorar las técnicas de soldadura, a mediados del segundo decenio del presente siglo, se empezaron a construir gasoductos de acero capaces de soportar elevadas presiones, y así transportar el gas natural a grandes distancias.¹

La opción moderna para el gasoducto es la licuefacción (Liquefied Natural Gas, o LNG) que permite transportar el producto a largas distancias, incluso de un continente a otro, a través del océano. Esta tecnología de transporte y regasificación se desarrolló comercialmente a partir de los años sesenta. Consiste en licuar el gas metano para transportarlo (comprimido y enfriado a -160°C) en buques cisterna a las terminales especiales, donde se regasifica. Esta tecnología presenta varios problemas pues en

* Funcionario de la SEMIP. Las opiniones aquí expresadas son responsabilidad exclusiva del autor.

1. E.N. Tiratsoo, *Natural Gas*, Scientific Press, Ltd., Beaconsfield, Inglaterra, 2a. ed., 1972.

el proceso se pierde parte de la energía primaria del gas; se requieren cuantiosas inversiones para desarrollar cualquier proyecto de este tipo, y además persiste el riesgo de accidentes.

Para comprender el papel que los países subdesarrollados productores desempeñan en el mercado internacional, en el presente estudio se analiza, además del mercado del gas transportado por gasoducto, el de LNG, que tiene grandes posibilidades de desarrollarse en el mediano plazo.

IMPORTANCIA DE LAS RESERVAS PROBADAS

La mayor parte de las reservas de gas natural del mundo (57% en 1984) se concentró en países industrializados: la URSS, Estados Unidos, los Países Bajos, Canadá, el Reino Unido y Noruega. El resto se localiza en países subdesarrollados, destacando, en orden de importancia: Irán, Qatar, Arabia Saudita, Argelia, México, Venezuela, Malasia, Indonesia, Nigeria, Kuwait, la República Popular China, Irak, Argentina, Libia y Abu Dhabi.

CUADRO 1

Países que cuentan con las mayores reservas de gas natural en el mundo, 1984 ($10^9 \times p^3$)^a

País	Volumen	%
URSS	1 450 000	42.62
Irán	478 600	14.07
Estados Unidos	198 000	5.82
Qatar	150 000	4.41
Arabia Saudita	123 270	3.62
Argelia	109 100	3.21
Canadá	92 300	2.71
Noruega	89 000	2.62
México	77 000	2.26
Países Bajos	68 482	2.01
Venezuela	55 367	1.63
Malasia	50 000	1.47
Indonesia	40 000	1.18
Nigeria	35 600	1.05
Kuwait	32 500	0.95
República Popular China	30 900	0.91
Irak	28 800	0.85
Reino Unido	27 800	0.82
Argentina	24 628	0.72
Libia	21 200	0.62
Abu Dhabi	20 750	0.61
Otros	198 728	5.84
Total mundial	3 402 025	100.00

a. Miles de pies cúbicos.

Fuente: *Oil and Gas Journal*, vol. 82, núm. 53, PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 31 de diciembre de 1984, pp. 74-75, y "Qatar sets up North Field Company", en *World-Gas Report*, vol. 5, núm. 23, Noroil Publishing House, Londres, 12 de noviembre de 1984, p. 10.

Es importante mencionar que buena parte de las reservas están alejadas de los mercados consumidores, en particular de aquellos donde existe una gran demanda potencial, como los de Europa Occidental, Estados Unidos y Japón.

Los países subdesarrollados que podrán beneficiarse de la comercialización del gas natural por medio, sobre todo, de gasoductos, serán aquellos que cuenten con proyectos económicos basados en sus reservas, los más cercanos a los mercados y los que ofrezcan precios competitivos. Sin embargo, en el presente decenio serán escasos los proyectos de exportación de LNG que podrán realizar los países subdesarrollados, dados los altos costos de la tecnología requerida; sin embargo, en el siguiente se presentarán sin duda condiciones más favorables, en la medida en que la demanda aumente y el abastecimiento interno de los países industrializados decline. En este escenario, las exportaciones de las naciones subdesarrolladas serán las que predominen. La demanda potencial más importante será la de los países industrializados y la de algunos subdesarrollados como Corea del Sur, Hong Kong, Singapur y posiblemente Brasil.

ESTADO ACTUAL DEL MERCADO INTERNACIONAL

El mercado mundial de gas natural ha crecido a un ritmo impresionante durante los últimos veinte años y ha contribuido en forma creciente al intercambio internacional de energéticos. Tan sólo en 1982, la participación del gas natural en el mercado mundial de energía fue de 8%. Del total producido ese año, cerca de 12% se exportó. Por otra parte, 13 naciones vendedoras y 21 compradoras participaron en el mercado internacional; aproximadamente 83% se exportó por gasoducto y 17% licuado.² En 1983, 12.5% de la producción mundial se destinó a la exportación, alrededor de 78% se envió por gasoducto y 22% licuado.³

Por lo que respecta a la producción mundial, a la URSS y Estados Unidos corresponde la mayor parte (65%). Le siguen en orden de importancia Holanda, Canadá, el Reino Unido, México, Rumania, Noruega, Argelia, Indonesia, Argentina, la RFA, Italia, Venezuela y Australia, con participaciones bastante menores. México es el sexto productor del mundo y el principal entre los países subdesarrollados. Entre éstos destacan, además, Argelia, Venezuela, Argentina e Indonesia (véase el cuadro 2).

Es importante señalar que en 1983 la URSS desplazó a Estados Unidos como primer productor mundial; en 1978 este último país producía 34.4% de la producción mundial y la URSS sólo 22.3%. Esto se debe a la tendencia creciente de la producción soviética y a la decreciente (-11.48% en 1983) de la estadounidense.⁴

Al igual que en el caso de la producción, el consumo se concentra en Estados Unidos y la URSS (64%), seguidos por el Reino Unido, Canadá, la RFA, los Países Bajos, Rumania, Italia, Francia y México (décimo consumidor más importante), etc. (véase el cuadro 3).

2. Peter Machineck, "The International Natural Gas Trade and its Implications for Western Europe", Ruhrgas AG, Essen Public Relations and Energy Industry Department, RFA, ponencia presentada en la Décima Conferencia Anual de Energía ("Economic and Political Issues of Natural Gas in International Trade"), University of Colorado, Boulder, 5-6 de octubre de 1983.

3. *Revue de l'Énergie*, núm. 366, Les Éditions Techniques et Économiques, París, agosto-septiembre de 1984, p. 513.

4. Bijan Mossavar Rahmani y Sharmin Mossavar Rahmani, *World Natural Gas Outlook: What Role for OPEC*, The Economist Intelligence Unit, informe especial, núm. 157, Londres, 1984.

CUADRO 2

Principales productores de gas natural, 1984
(Millones de p³/d)^a

País	Volumen	%
URSS	56 615.0	34.57
Estados Unidos	49 366.1	30.14
Países Bajos	7 315.5	4.47
Canadá	7 245.3	4.42
Reino Unido	3 888.8	2.38
México	3 752.2	2.30
Rumania	3 387.9	2.07
Noruega	2 520.7	1.54
Argelia	2 442.6	1.50
Indonesia	2 000.0	1.22
Argentina	1 784.7	1.09
RFA	1 771.0	1.08
Italia	1 745.6	1.06
Venezuela	1 665.5	1.02
Australia	1 214.2	0.74
Otros	17 034.3	10.40
Total mundial	163 749.4	100.00

a. Pies cúbicos al día.

Fuente: "Worldwide crude oil and gas production", en *Oil and Gas Journal*, vol. 83, núm. 10, 11 de marzo de 1985, p. 165.

CUADRO 3

Principales países consumidores de gas natural, 1983
(Millones de p³/d)

País	Consumo	%
Estados Unidos	52 762.1	33.4
URSS	48 211.6	30.5
Reino Unido	5 506.8	3.5
Canadá	5 350.0	3.4
RFA	5 138.1	3.2
Países Bajos	3 779.5	2.4
Rumania	3 499.6	2.2
Italia	2 976.3	1.9
Francia	2 906.6	1.8
México	2 808.0	1.8
Otros	25 255.1	15.9
Total mundial	158 193.7	100.00

Fuente: *Annual Bulletin of Gas Statistics*, vol. XXIX, ONU, Nueva York, 1983, pp. 12-75; *British Petroleum, Statistical Review of World Energy 1983*, The British Petroleum Company, Londres, junio de 1984, p. 22; *Memoria de labores*, Petróleos Mexicanos, México, 1983, p. 71; *International Energy Statistical Review*, Directorate of Intelligence, Central Intelligence Agency, 26 de marzo de 1985, p. 27.

Las exportaciones totales de gas natural en 1982 ascendieron a 17 818.6 millones de pies cúbicos diarios (p³/d), 12.5% del total producido. La URSS destacó por su posición predominante (31.4%), con exportaciones a 12 países de Europa Occidental y Oriental. Siguen en importancia Holanda, Noruega, Canadá, Indonesia, Argelia, Brunei, los Emiratos Árabes Unidos, México y Afganistán (véase el cuadro 4).

CUADRO 4

Principales países exportadores de gas natural, 1982
(Millones de p³/d)

País	Gasoducto	LNG	Total	%
URSS	5 602.7	—	5 602.7	31.4
Países Bajos	3 372.6	—	3 372.6	18.9
Noruega	2 347.9	—	2 347.9	13.2
Canadá	2 139.7	—	2 139.7	12.0
Indonesia	—	1 202.7	1 202.7	6.8
Argelia	—	1 063.0	1 063.0	6.0
Brunei	—	673.9	673.9	3.8
Emiratos Árabes Unidos	—	287.6	287.6	1.6
México	257.5	—	257.5	1.4
Afganistán	241.0	—	241.0	1.4
Otros	427.3	202.7	630.0	3.5
Total mundial	14 388.7	3 429.9	17 818.6	100.0

Fuente: Bijan y Sharmin Mossavar-Rahmani, *World Natural Gas Outlook: What Role for OPEC?*, The Economist Intelligence Unit, informe especial núm. 157, Londres, 1984.

CUADRO 5

Principales países importadores de gas natural, 1982
(Millones de p³/d)

País	Gasoducto	LNG	Total	%
RFA	3 106.8	—	3 106.8	17.5
Estados Unidos	2 397.2	224.6	2 621.8	14.7
Japón	—	2 290.4	2 290.4	12.9
Francia	1 243.8	665.7	1 909.5	10.7
Italia	1 301.3	—	1 301.3	7.3
Reino Unido	1 038.3	2.7	1 041.0	5.8
Bélgica	813.6	30.1	843.7	4.7
Checoslovaquia	775.3	—	775.3	4.4
RDA	630.1	—	630.1	3.5
Bulgaria	531.5	—	531.5	3.0
Otros	2 553.4	216.4	2 769.8	15.5
Total mundial	14 391.3	3 429.9	17 821.2	100.0

Fuente: Bijan y Sharmin Mossavar-Rahmani; *op. cit.*

En el mismo año, la RFA fue el principal país importador, seguido por Estados Unidos, Japón, Francia, Italia, el Reino Unido, Bélgica, Checoslovaquia, la RDA y Bulgaria (véase el cuadro 5).

Como ya se vio, Estados Unidos es el principal consumidor y el segundo productor e importador de gas natural. Sin embargo, sus compras externas han disminuido al igual que su consumo, que tuvo una tasa decreciente de 4.69% de 1980 a 1983. Ello se atribuye fundamentalmente a la recesión económica y a las políticas de ahorro y de sustitución y uso más eficiente, que a su vez ocasionó la inseguridad general del mercado. Las exportaciones de este país son marginales pues representan 0.9% del total mundial.

Aunque el ingreso de Japón al mercado internacional de gas natural es reciente, en 1982 sus importaciones representaban

12.9% del mercado mundial. En los últimos años su consumo ha aumentado rápidamente y su estrategia energética en el futuro consistirá en usar más gas natural, para así diversificar su patrón de consumo de energía.

MERCADO INTERNACIONAL POR GASODUCTO

La mayor parte del comercio internacional del gas natural se realiza a través de gasoductos; sólo algunos países emplean barcos, pero para ello deben licuar el gas.

Los sistemas de gasoductos más importantes del mundo por su longitud son el llamado Trans-Canadá, que recorre más de 3 600 km desde las provincias productoras occidentales hasta los centros productores del este de Canadá y el estado de Nueva York; el que va de Alberta a San Francisco, de unos 2 100 km,⁵ así como los impresionantes sistemas en operación y en construcción que comunican los campos de Asia Central y Siberia Occidental en la URSS, con los centros consumidores soviéticos y europeos (véase el cuadro 6). Otros sistemas importantes conectan las áreas productoras del sudoeste de Estados Unidos con los centros industriales del este y oeste de ese país; las líneas de los campos argelinos a los centros de licuefacción de Arzew y Skidda, así como los sistemas de Europa Occidental, Pakistán y México. (En este país destaca el gasoducto de 48 pulgadas, Cactus-San Fernando, de 1 060 km, en el cual se basa el llamado Sistema Troncal de Ductos cuya longitud total es de aproximadamente 12 370 km.)

En 1982, entre los principales países exportadores de gas natural por gasoductos destacó la URSS (40% del total mundial), seguido de Holanda (23%), Noruega (16%), Canadá (15%), México (1.7%) y Afganistán (1.6%).

Por lo que toca a los principales importadores por gasoducto, el más importante es la RFA (22% del total); le siguen Estados Unidos (16.6%), Italia (9%), Francia (8.6%), el Reino Unido (7.2%), Bélgica (5.6%), Checoslovaquia (5.3%), la RDA (4.3%) y Bulgaria (3.6%).

Es importante señalar que Estados Unidos cuenta con una red de gasoductos muy eficiente, de aproximadamente 461 781 km.⁶ Texas y Lousiana son los estados que tienen la mayor participación en el abastecimiento interno.

La mayor parte del gas que este país importa de Canadá llega por los gasoductos situados en el estado fronterizo de Minnesota y en la región noroeste. Por su parte, los pequeños volúmenes que Canadá importa llegan por los gasoductos localizados en la frontera noreste de Estados Unidos.⁷

La red de gasoductos del sur de Estados Unidos está conectada con la de México, lo que permite realizar importaciones y exportaciones de este energético. Así, hasta octubre de 1984 México lo enviaba por medio de la conexión Hidalgo-México-Reynosa a las cercanías de la ciudad de McAllen, Texas, y a su vez lo reci-

CUADRO 6

Principales gasoductos del mundo

Nombre	De / a	Longitud (km)	Diámetro (pulgadas)	Capacidad (MMp ³ /d) ^a
Yamal (URSS)	Urengoi-Uzhgorod (frontera checo-soviética)	4 451	56	3 870
Sistema Troncal de Gas Natural (México)	Cactus, Tabasco-San Fernando, Tamaulipas	1 106	48	900
n.d.	Frigg, Noruega-St. Fergus, Inglaterra	363	n.d.	n.d.
n.d.	Ekofisk, Noruega-Emden, RFA	442	n.d.	n.d.
Trans-Med	Hassi R'Mel, Argelia-Mozara-del Vall, Sicilia, Italia	550	48	1 606

a. Millones de pies cúbicos al día.

n.d. No disponible.

Fuente: Robert J. Beck, "Demand, imparts to rise in '84; production to slip", en *Oil and Gas Journal*, vol. 82, núm. 5, 30 de enero de 1984, p. 79; *Financial Times*, Londres, 7 de octubre de 1982, pp. 4 y 7; *Gaz Naturel Algérien*, Société nationale pour la recherche, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures (Sonatrach), Argel de junio, 1982, y Pemex, *Memoria de labores 1983*, México, 1983, p. 81.

bía en el punto de conexión de Eagle Pass, Texas, con Piedras Negras, Coahuila.

El gas que Estados Unidos importó de Canadá en 1983 representó aproximadamente 4.4% de su consumo total y el gas mexicano, 0.47% del total.⁸

En 1977 Estados Unidos y Canadá acordaron construir un importante gasoducto (el Alaskan Natural Gas Transportation System ANGTS) de 7 723 km, que iría de Prudhoe Bay, Alaska, a la frontera con Canadá, atravesaría el territorio de Yukón y de Columbia Británica, seguiría por el noroeste de Alberta y luego continuaría al sur, hasta llegar a la frontera con Estados Unidos.⁹

Se encargó a la empresa canadiense Foothills Pipe Lines la construcción del tramo sur, que corresponde al tendido en Alberta¹⁰ y que entró en operación antes de haberse iniciado la construcción del resto del sistema; por ese tramo se transporta el gas de los depósitos de Alberta hacia Estados Unidos.

Se estima que el costo del ANGTS ascenderá a 40 000 millones de dólares (a precios de 1989), lo que lo convertiría en el proyecto privado estadounidense más elevado de la historia. Por esta razón, su realización, al menos en el mediano plazo, es poco fac-

8. Robert J. Beck, "Demand, imports to rise in '84; production to slip", en *Oil and Gas Journal*, vol. 82, núm. 5, Pennwell Publishing Co., Tulsa, Oklahoma, 30 de enero de 1984, p. 100.

9. Roberto Lyman, "The Tenth Annual International Energy Conference of the International Research Center for Energy and Economic Development", University of Colorado, Boulder, Colorado, 6 de octubre de 1983, p. 6.

10. Henry Jackson y Howard Cannon, *National Energy Transportation*, vol. III, núm. 95-15, U.S. Congressional Research Service, Washington, marzo de 1978, p. 292.

5. E.N. Tiratsoo, *op. cit.*, pp. 189-190.

6. Earl Seaton, "U.S. interstate pipeline system grows", en *Oil and Gas Journal*, Pennwell Publishing Co., Tulsa, Oklahoma, vol. 81, núm. 48, p. 71, y Henry Jackson y Warren G. Magnuson, *National Energy Transportation*, vol. 1, núm. 95-15, U.S. Congressional Research Service, Washington, mayo de 1977, pp. 32-33.

7. *Ibid.*, p. 33.

tible ya que el precio de venta en Estados Unidos no sería competitivo (se estima que oscilaría entre 10 y 12 dólares el millar de pies cúbicos, a precios de 1982).¹¹

Hay otro proyecto igualmente ambicioso, el llamado Sistema de Gas Trans-Alaska (TAGS) que, de aprobarse, tendría una longitud de 1 319 km y llevaría 2 380 millones de p³/d de gas de Prudhoe Bay hasta las plantas de licuefacción de la península Kenai; de ahí se enviaría a Japón.¹² Se estima que, en las condiciones actuales, este proyecto tampoco es rentable.

La industria gasera de Europa Occidental ha construido un muy eficaz sistema internacional de gasoductos; la red de distribución es de aproximadamente 680 000 km.¹³ Entre los gasoductos interconectados se encuentra el de 363 km, que va de Frigg (Noruega) a St. Fergus (Inglaterra), y el de 442 km que conecta Ekofisk (Noruega) con Emden (RFA).¹⁴

De R'Mel, Argelia, parte el gasoducto llamado Trans-Med que atraviesa Túnez, y concluye en Mozara del Vallo, Sicilia; su longitud es de 500 km, con 48 pulgadas de diámetro y una capacidad de 1 606 millones de p³/d.¹⁵

Por lo que toca a la URSS, en el Plan Quinquenal 1981-1985 se establece la construcción de seis gasoductos de 56 pulgadas para comunicar el Campo Urengoi, en Siberia Occidental, con la parte europea de la URSS; otro gasoducto el "Yamal", llegará hasta Europa Occidental. Según un informe reciente del Ministro soviético de la Construcción de las Industrias de Petróleo y Gas, el grado de avance de estos proyectos es de 40%.¹⁶ Además de los seis gasoductos en operación parcial o completos, la URSS está construyendo rápidamente ductos complementarios para sustituir el carbón que emplean las centrales eléctricas y las plantas industriales situadas en Ucrania, el sur de los Urales, la República Komi, la parte nororiental de la URSS europea y el complejo industrial del río Kama, en Nizhnekansk.¹⁷

Se concluyó un tramo de 4 451 km del gasoducto "Yamal", que sigue la ruta Urengoi-Sverdlovsk-Saratov-Jarkov-Uzhgorod; en la frontera con Checoslovaquia. De este punto, seguirá hasta la ciudad de Waidhaus, en la RDA. Este ducto contará con 40 grandes turbinas compresoras (de 33 525 caballos de fuerza) y gasoductos intermedios para transportar 3 870 millones de p³/d.¹⁸

A partir del 1 de enero de 1984 por medio del gasoducto "Yamal" se inició la exportación de 772.6 millones de p³/d a Francia. Asimismo, Austria firmó un contrato de abastecimiento adicional

11. Patrick Crow, "Inspecting ANGTS", en *Oil and Gas Journal*, vol. 81, núm. 35, Pennwell Publishing, Tulsa, Oklahoma, 29 de agosto de 1983, p. 24.

12. "Second trans-Alaska gas pipeline proposed", en *Oil and Gas Journal*, vol. 81, núm. 39, Pennwell Publishing Co., Tulsa, Oklahoma, 26 de septiembre de 1983, p. 43.

13. Robert J. Beck, *op. cit.*

14. *Financial Times*, Londres, 7 de octubre de 1982, pp. 4 y 7.

15. *Gaz Naturel Algérien*, Société Nationale pour la Recherche, la Transformation et la Commercialisation des Hydrocarbures (Sonatrach), Argel, junio de 1982.

16. R.J. Beck, *op. cit.*, p. 79.

17. *International Petroleum Encyclopedia*, 1984, Pennwell Publishing Co., Tulsa, Oklahoma, 1984, p. 225-230.

18. R.J. Beck, *op. cit.*, p. 79.

CUADRO 7

URSS: exportaciones de gas natural a Europa (MMp³/d)

Región	1980 ^a	1981 ^a	1982 ^b
Europa Occidental	2 676.3	2 879.0	2 891.7
Europa Oriental	2 921.0	2 921.0	2 960.6 ²
Total	5 597.3	5 800.0	5 852.3 ^c

a. Las cifras originales en terajoules se convirtieron a pies cúbicos usando el factor de conversión 1 tj = 0.001017 p³ × 10⁹.

b. Las cifras originales en billones de metros cúbicos se convirtieron a p³/d usando el factor de conversión 1m³ = 35.3147 p³.

c. Las cifras originales en millones de toneladas de petróleo equivalente fueron convertidas a pies cúbicos usando el factor de conversión 1 TPE = 0.0426216 tj y 1 tj = 0.001017 × 10⁹ p³.

Fuentes: 1. *Yearbook of World Energy Statistics 1981*, United Nations Department of International Economic and Social Affairs, Statistical Office, Nueva York, 1983, p. 598-603.

2. *Energy Economist*, núm. 29, The Financial Times Business Information Limited, Londres, marzo de 1984, p. 12.

3. Peter Machinek, "The International Natural Gas Trade and Its Implications for Western Europe", Ruhrgas AG, Essen, Public Relations and Energy Industry Department, RFA, ponencia presentada en la Décima Conferencia Anual de Energía, "Economic and Political Issues of Natural Gas International Trade", University of Colorado, Boulder, 5-6 de octubre de 1983.

por 24 millones de p³/d, con los que cubrirá 78% de sus requerimientos.¹⁹

Aunque el gasoducto "Yamal" opera aproximadamente a 12% de su capacidad total (alrededor de 483.6 millones de p³/d) se estima que con sólo este volumen la URSS podrá cumplir sus compromisos de exportación con Francia, Italia, la RFA y Austria.²⁰

Recientemente se terminó el ramal que proveerá unos 70 600 millones de pies cúbicos anuales a Finlandia.

Con respecto a las exportaciones de gas soviético a los países de Europa Oriental, en 1983 Bulgaria recibía aproximadamente 483.7 millones de p³/d, Polonia más de 580.5 millones y Checoslovaquia 870 millones. En 1982 la URSS abasteció a Europa Occidental con 2 891.7 millones de p³/d (49.4%) y con 2 960.6 millones de p³/d a Europa Oriental (50.6%) (véanse los cuadros 7 y 8).

México, que tiene las principales reservas de América Latina, hasta octubre de 1984 exportó gas a Estados Unidos por gasoducto. De 1980 a 1983 las ventas oscilaron de 287 millones a 210 millones de p³/d.²²

En México, el uso del gas natural como energético y materia prima para la industria petroquímica y metalúrgica ha crecido en los últimos años a tasas anuales de casi 10%. De 1970 a 1983 la

19. "OGJ Newsletter", en *Oil and Gas Journal*, vol. 82, núm. 2, Pennwell Publishing Co., Tulsa, Oklahoma, 9 de enero de 1984, p. 6.

20. "Yamal" export line ready to start deliveries", en *Oil and Gas Journal*, vol. 81, núm. 41, Pennwell Publishing Co., Tulsa, Oklahoma, 10 de octubre de 1983, p. 65.

21. R.J. Beck, *op. cit.*, p. 79.

22. Robert J. Beck, "Demand, imports to rise in '83: production to slip", vol. 81, núm. 5, *Oil and Gas Journal*, Pennwell Publishing Co., Tulsa, Oklahoma, 31 de enero de 1983, p. 76.

CUADRO 8

URSS: exportaciones de gas natural a Europa
(Participación porcentual)

Región	1980	1981	1982
Europa Occidental	47.81	49.64	49.41
Europa Oriental	52.19	50.36	50.59
Total	100.00	100.00	100.00

Fuentes: *Yearbook of World Energy Statistics 1981*, op. cit., pp. 598-603; *Energy Economist*, op. cit., p. 12, y Peter Machinek, op. cit.

tasa de aumento de la producción fue de 5.9%.²³ La extracción de gas natural en 1983 fue de 4 053.6 millones de p³/d, de los cuales 79.2% correspondió a gas asociado y 20.8% a gas no asociado. De esa producción, 84% se destinó al consumo interno, 5% a la exportación y 11% se quemó en la atmósfera.²⁴

En ese año el consumo interno ascendió a 3 401.8 millones de p³/d. Pemex absorbió cerca de 62%, el sector industrial, 28%; para generar electricidad se usó 8%, el sector residencial consumió 2 por ciento.²⁵

Entre los avances más importantes de Pemex destaca la reducción de la quema de gas en la atmósfera gracias a la instalación de equipo para su aprovechamiento integral. Se espera reducir la quema a 3-4%. Para 1988, este nivel se reducirá a alrededor de 2%, que es el mínimo técnico.²⁶

Como políticas importantes del Gobierno mexicano en materia de gas natural se pueden señalar las siguientes: a) utilizarlo como sustituto de los derivados de petróleo, principalmente el combustible; b) racionalizar la política interna de precios, que se irán ajustando de conformidad con el comportamiento de los otros energéticos; c) exportar sólo volúmenes excedentes, que se pueden colocar en condiciones favorables; d) incrementar la producción a una tasa promedio anual de 1.5 a 2 por ciento durante el período 1985-1988.²⁷ Las perspectivas de oferta en el mediano plazo estarán ligadas a la extracción de crudo debido al patrón de producción en forma asociada, por lo que no se prevén modificaciones importantes al programa actual de distribución interna y de exportación.

Por otra parte, Bolivia exporta gas a Argentina a través de gasoducto y estudia con Brasil la posibilidad de construir un gasoducto de unos 1 700 km y de 28-30 pulgadas de diámetro para transportar gas de los campos bolivianos y también de los nuevos yacimientos descubiertos en el Amazonas brasileño.

Canadá exporta su gas natural a través de gasoducto a su único cliente, Estados Unidos. En 1982 le envió 2 139.7 millones de

p³/d, 14.8% del total mundial transportado por tubería (véase el cuadro 4). Sin embargo, las exportaciones canadienses se han visto afectadas en los últimos años debido al considerable descenso de la demanda en Estados Unidos. Esta caída se ha traducido en una disminución notable de las exportaciones canadienses.

Con el fin de incrementar los volúmenes que exporta, Canadá implantó un sistema dual de precios que funciona de la siguiente manera: las ventas de gas que lleguen a 50% del volumen contractual se venden a 4.40 dólares el millar de pies cúbicos; en los envíos que excedan de este 50%, el precio es de 3.40 dólares.²⁸

Cabe destacar que desde 1977 el precio de exportación de Canadá se basa en el concepto del valor de sustitución, o sea, para determinar el precio se calcula el costo que significaría sustituir con gas natural el crudo importado en el este de Canadá. En marzo de 1980 éste fue el concepto que utilizaron el secretario de Energía de Estados Unidos, Charles Duncan, y el ministro canadiense de Energía, Marc Lalonde, para llegar a un entendimiento sobre el precio de exportación del gas natural canadiense. De este entendimiento emanó lo que se conoce como "precio uniforme en la frontera" para todo el gas que Canadá exporte a Estados Unidos y que hasta hace unos meses es el que debía regir para todos los contratos de exportación; este mismo precio se toma como base para la importación de petróleo puesto en la costa este de Estados Unidos.²⁹

En el caso de México, es importante señalar que las exportaciones de gas natural a Estados Unidos se rigen por un contrato, firmado el 19 de octubre de 1979, entre Pemex y el consorcio Border Gas, que agrupa a las siguientes empresas; Tennessee Gas Pipeline, El Paso Natural Gas, Transcontinental Gas Pipeline, Southern Natural Gas, Texas Eastern Transmission Corp. y Florida Gas Transmission. En dicho contrato se estipula el envío de 300 millones de p³/d a un precio inicial de 3 625 dólares el millar de pies cúbicos,³⁰ que se incrementaría de acuerdo con una fórmula similar a la canadiense.

En mayo de 1983, un mes después de que Canadá redujo el precio de exportación del gas natural, México también bajo el precio del millar de pies cúbicos de 4.94 a 4.40 dólares y además se señaló que Pemex disminuiría su volumen de exportación.³¹

Sin embargo, los ajustes de México y Canadá no fueron suficientes porque en Estados Unidos el gas natural siguió perdiendo mercado frente al combustible en la industria y en la generación de electricidad, ya que el sistema regulatorio impide que sea competitivo. Por otro lado, los contratos de largo plazo, negociados cuando las condiciones del mercado eran distintas y se preveían tasas de consumo más altas, tienen cláusulas muy rígidas, como las llamadas "take or pay" (tómese o páguese), en las cuales las empresas compradoras se comprometen a adquirir un volumen mínimo —en general superior a 50% del contractual— y a pagarlo aun cuando no lo compren. Los contratos también comprenden

23. Eliseo Mendoza Berrueto, "Petróleo y gas en México, políticas y resultados", en *Comercio Exterior*, vol. 34, núm. 5, México, mayo de 1984, pp. 444-447.

24. Pemex, *Information Bulletin*, núm. 15, Petróleos Mexicanos, Oficina de Representación Nueva York/Washington, Nueva York, diciembre de 1984, p. 7.

25. *Ibid.*, p. 7.

26. Semip, *Programa Nacional de Energéticos*, México, agosto de 1984, pp. 89, 107, 111, 138 y 139.

27. *Ibid.*, pp. 84, 107, 111, 138 y 139.

28. "Natural Gas Export to the U.S.", en *Energy Policies in Canada*, Canadá, 1983, p. 31.

29. Robert Lyman, op. cit., pp. 4-5.

30. "Recuento Nacional", *Comercio Exterior*, vol. 29, núm. 11, México, 11 de noviembre de 1979, p. 1203.

31. "Estados Unidos no presiona a México: quiere adquirir más crudo, reduce su importación de gas natural", en *Novedades*, México, 26 de mayo de 1984, p. 1.

una buena parte del llamado "gas nuevo", que es una definición que Estados Unidos estableció en la Ley de Gas Natural de 1978, que se refiere a todo el proveniente de yacimientos descubiertos después de 1977, o profundos o difíciles de explotar. Según la Ley, para fomentar la explotación de este "gas nuevo" se eliminará gradualmente, en un período de siete años, el control de precio; el del "gas viejo" se seguiría controlando con el sistema regulatorio actual. La Ley estipula que a partir del 1 de enero de 1985 se eliminen los controles de todos los precios de gas natural.

El objetivo principal de esta Ley era solucionar los problemas de abastecimiento de Estados Unidos, que se recrudecieron en el invierno de 1976-1977. En previsión de una mayor demanda de las empresas gaseras, firmaron contratos a largo plazo de gas caro ("nuevo"), pasando los costos a los consumidores. Sin embargo, la recesión económica y las medidas de conservación hicieron disminuir la demanda y se creó una sobreoferta en un mercado en el que el precio del gas, en lugar de bajar, se mantiene caro. Para corregir esa situación, en los últimos meses se han realizado múltiples negociaciones para flexibilizar los contratos, incluyendo los de importación. Destaca la suspensión del contrato de compra de gas argelino (LNG) por parte de la empresa estadounidense Panhandle, así como las negociaciones para disminuir precios y volúmenes de exportación de Canadá y México. Por otra parte, ya ha surgido un mercado "spot" para ventas a corto plazo.

En febrero de 1984 el Departamento de Energía de Estados Unidos anunció nuevos lineamientos para las importaciones de gas natural; se pone particular atención en la necesidad de que los contratos de abastecimiento estipulen precios competitivos y flexibles a los cambios en el mercado. Debido a las presiones de las empresas gaseras, que desean recuperar el mercado, el 13 de julio de 1984 el Gobierno canadiense anunció su "Nueva política para la exportación de gas natural, que permite un precio negociado". Con esta política, que entró en vigor el 1 de noviembre de ese año, las ventas a Estados Unidos podrán negociarse en forma individual de empresa a empresa, con base en un precio de 3.10 dólares por millón de BTU,³² sujeto a la autorización del National Energy Board, el organismo regulador canadiense en esta materia. Este cambio responde a la necesidad de reactivar la industria del gas, deprimida y con dificultades financieras, pues desde 1980 se exportaba solamente 40% del volumen autorizado. Cabe señalar que el precio de venta no puede ser menor al del gas natural puesto en la ciudad de Toronto; asimismo, con esta nueva política se rompe, además del sistema dual, el llamado "precio uniforme en la frontera".

Para México, los cambios en el mercado estadounidense del gas y en la política canadiense implicaban reducir sus precios de exportación a niveles imprevistos. Es por ello que el 24 de octubre de 1984 el Gobierno mexicano decidió suspender temporalmente sus exportaciones a Estados Unidos, en espera de que se definan las nuevas condiciones. Tal decisión fue posible gracias a que el mercado mexicano de gas natural es flexible, lo cual permite asimilar los volúmenes no exportados —que representan sólo 4% de la producción total— en el propio sector energético o en la industria.

32. BTU: British Thermal Unit. Cantidad de energía que puede aumentar la temperatura de una libra de agua en un grado Fahrenheit. Un millón de BTU (MMBTU) es aproximadamente equivalente a la energía contenida en un millón de pies cúbicos de gas.

DESARROLLO DEL MERCADO INTERNACIONAL DE LNG

El comercio internacional de LNG empezó de hecho con los embarques tentativos a Louisiana y Canvey Island (Reino Unido) en 1954. El primer proyecto comercial de LNG se concretó en 1964; en él se estipuló el envío de cerca de 40 000 millones de pies cúbicos anuales de gas de Arzew, Argelia, al Reino Unido, en un período contractual de 15 años. Posteriormente se hicieron operaciones entre Argelia y Francia, en 1965, y entre Estados Unidos (Alaska) y Japón, en 1969 (véase el cuadro 9).

Las exportaciones de gas crecieron cerca de diez veces de 1966 a 1980 y ocasionaron beneficios económicos aceptables para exportadores e importadores. Algunos países exportadores pudieron disminuir la quema de gas, por ser un excedente, y exportarlo licuado. Muchos proyectos importantes de LNG fueron planeados en los setenta para explotarse en gran escala. El primero fue el de exportar LNG de Brunei a Japón en 1972, con un volumen contractual de 745 millones de p³/d durante 20 años (véase el cuadro 9).

El comercio mundial de LNG aumentó de 307 millones de p³/d en 1970 a cerca de 3 287.6 millones de p³/d en 1980, creciendo con más rapidez que la exportación de gas natural en su conjunto y aumentando su participación de 7%³³ a cerca de 19% del comercio mundial de gas natural.

En los años ochenta, el volumen mundial de exportación de LNG ha llegado a representar aproximadamente 21% de la exportación total de gas natural.³⁴ En 1982 los principales proveedores de LNG fueron Indonesia (30.7%), Argelia (37.1%), Brunei (19.4%) y los Emiratos Árabes Unidos (5.7%) (véase el cuadro 4).

En 1983, el mercado internacional de LNG prácticamente detuvo su crecimiento. Algunos de los proyectos que se habían propuesto en los setenta tales como los de Irán a Estados Unidos y a Europa Occidental, no se llevaron a cabo. Unos han sido cancelados, aunque otros pudieron reactivarse, ya sea en su forma original o con modificaciones. Con excepción del proyecto malasio, ninguno ha progresado lo suficiente como para ponerse en práctica antes de 1986.³⁵ Cabe señalar que Malasia ingresó al mercado en 1985, y actualmente aporta cerca de 5% del volumen que se comercia internacionalmente.

A pesar de las vastas reservas de gas natural y de la gran demanda potencial, las negociaciones sobre muchos proyectos de LNG se han pospuesto o cancelado por desacuerdos sobre los posibles beneficios económicos. Exportadores e importadores tienen percepciones distintas sobre el precio que debe tener el LNG, lo cual ha ocasionado gran incertidumbre respecto a los beneficios económicos netos de tales proyectos.

Los países subdesarrollados son los principales exportadores de LNG (96% del total) y se considera que en los próximos dos decenios lo seguirán siendo. Por el monto de reservas probadas, destaca el Medio Oriente (25.5%), siendo Irán el país más impor-

33. Revue de l'Énergie, *op. cit.*, p. 513.

34. Afsaneh Mashayekhi, "LNG Export Opportunities for Developing Countries and the Economic Value of Natural Gas in LNG Export", Banco Mundial, Washington, agosto de 1983.

35. *Ibid.*, p. 12.

CUADRO 9

Exportación de LNG: proyectos en operación¹

Exportador	Importador	Año inicial de suministro	Vigencia del contrato	Volumen (MMp ³ /d)
Argelia	Reino Unido / British Gas	1964	15	110
Argelia	Francia / Gaz de France	1965	25	50
Alaska	Japón / Tokyo Gas / Tokyo Electric Power	1969	15	135
Libia	Italia / SNAM	1970	20	240
Libia	España / INAGAS	1970	15	110
Argelia	Francia / Gaz de France	1972	25	350
Brunei	Japón / Osaka Gas / Tokyo Electric Power	1972	20	745
Argelia	España / ENAGAS	1976	23	450
Abu Dhabi	Japón / Tokyo Electric Power	1977	20	355
Indonesia	Japón / Osaka Gas / Kansai	1977	20	440
Indonesia	Japón / Chibu and Kyushu Electric Power Nippon Steel	1978	20	630
Argelia ³	EUA / Distrigas	1978	20	120
Argelia ⁴	EUA / El Paso	1978	20	1 000
Argelia ^{2,5}	EUA / Distrigas	1981	20	450
Argelia	Francia / Gaz de France	1982	20	530
Argelia ⁶	Bélgica / Distrigaz	1982	20	500
Malasia ⁷	Japón / Tokyo Gas	1983	20	870
Indonesia	Japón / Nagoya / Osaka / Himeji	1983	20	460
Indonesia	Japón / Niigata / Tokyo	1983	20	480

1. Actualizado hasta marzo de 1983. Las exportaciones en 1982 fueron en algunos casos menores que los volúmenes contractuales.

2. Este proyecto ya se dio por terminado.

3. En este proyecto, se abasteció en pequeñas cantidades en 1971.

4. Los abastecimientos del proyecto El Paso están suspendidos desde 1980.

5. El proyecto Trunkline empezó a operar en 1983 pero las exportaciones fueron menores que el volumen contractual. En diciembre la Panhandle Eastern Co., de la que son subsidiarias Trunkline LNG y Trunkline Gas Co., suspendió unilateralmente el contrato en diciembre de 1983, arguyendo "causas de fuerza mayor" (véase Robert J. Beck, "Demand, imports to rise in '83: production to slip", en *Oil and Gas Journal*, vol. 81, núm. 5, 31 de enero de 1983, p. 83).

6. Las exportaciones en 1982 estuvieron muy por debajo de los volúmenes contractuales.

7. La operación empezó en marzo de 1983 con 400 MMPCD.

Fuente: Conferencia de Afsaneh Mashayekhi, EGY (Consultor de Jensen Associates, Inc.), "LNG Export Opportunities for Developing Countries and the Economic Value of Natural Gas in LNG Export", Banco Mundial, Washington, agosto de 1983.

tante (55.05% de las reservas de la región). Sin embargo sólo los Emiratos Árabes Unidos exportan LNG. Irán, Qatar y Arabia Saudita se mantienen como exportadores potenciales.

En África, Argelia y Libia son los que actualmente exportan LNG; otros posibles proveedores son Egipto y Angola. En América Latina sólo Chile estudia la conveniencia de poner en marcha un proyecto de LNG. A fines del decenio pasado, México consideró esta posibilidad cuando se estudiaron las opciones de transporte para exportar gas natural.

En Asia, Malasia tiene las reservas de gas natural más grandes y ya inició su explotación para exportarlo. Junto con Indonesia y Brunei, todos con plantas de LNG en operación, aportaron 52.1% del consumo total en 1983. En esta región, Bangladesh, y posiblemente Tailandia y Birmania, también tienen posibilidades de constituirse en exportadores.

Las importaciones de LNG se concentran en las áreas muy industrializadas de Japón, Europa Occidental y Estados Unidos.³⁶ Este último país, como ya se mencionó, es el principal consumi-

36. S.T. Davenport, "LNG to the year 2000", en *Hydrocarbon Processing*, abril de 1984, pp. 34B-34M.

dor mundial de gas natural y el segundo productor más importante. Empero, no se prevé que se interese en nuevos proyectos de importación de LNG, por lo menos hasta finales de este decenio, debido a las cuantiosas reservas de gas natural en América del Norte (básicamente las de Canadá y Alaska) y a la incertidumbre de la oferta y la demanda. La industria gasera estadounidense prevé que, para después de 1990, el crecimiento de las importaciones de LNG dependerá del precio y de que cambie el sistema regulatorio de la producción interna de gas natural.³⁷

Japón no tiene reservas de gas natural importantes; es el principal importador de LNG y lo seguirá siendo hasta el año 2000; sus compras representan aproximadamente 67% del total mundial. Actualmente lo adquiere de Estados Unidos (Alaska), los Emiratos Árabes Unidos (Abu Dhabi), Brunei, Indonesia y Malasia, y en el futuro podría importarlo de Australia, Canadá, Bangladesh, Tailandia y posiblemente de la URSS (véase el cuadro 10). El abastecimiento japonés dependerá fundamentalmente de las fuentes de LNG del Pacífico y el Medio Oriente. El posible volumen de las importaciones variará, según la Agencia Internacional de Energía, de 2.2 billones a 2.5 billones de pies cúbicos anuales (6 027 millones de p³/d a 6 849 millones de p³/d) en 1990, y de

37. A. Mashayekhi, *op. cit.*, p. 13.

CUADRO 10

Japón: volumen contractual de importaciones de LNG por país de origen¹
(p³/d)

País	1982	1983	1985	1990	1995
Indonesia	1 199 732 273	1 254 881 258	1 635 188 986	2 012 454 136	2 012 454 136
Brunei	667 592 959	692 748 635	696 618 740	696 618 740	—
Emiratos Árabes Unidos (islas Das)	280 582 548	233 173 772	270 907 288	270 907 288	270 907 288
Estados Unidos (Alaska)	125 778 384	132 551 065	—	—	—
Malasia	—	149 966 534	812 721 863	812 721 863	812 721 863
Australia	—	—	—	812 721 863	812 721 863
Canadá	—	—	—	396 685 671	396 685 671
Unión Soviética (islas Sakhalin)	—	—	—	—	483 763 014
Total	2 273 686 164	2 463 321 264	3 415 366 877	5 002 109 561	4 789 253 835

1. Las cifras originales en billones de metros cúbicos se convirtieron a p³/d usando el factor de conversión 1 m³ = 35.3147.

Fuente: "World Status Natural Gas", en *Energy Economist*, núm. 29, Londres, marzo de 1984, p. 13; "Le Gaz Naturel. Ressources et perspectives", en *La Revue de L'Énergie*, núm. 366, París, agosto-septiembre de 1984, p. 448.

3.4 billones a 4.1 billones de pies cúbicos anuales (9 315 millones de p³/d a 11 232 millones de p³/d) en el año 2000. Sin embargo, estos pronósticos podrían estar sobrestimados debido a la reciente caída de la demanda de gas natural en la industria y en la generación de electricidad de Japón.³⁸ Esta última actividad actualmente absorbe casi 75% de la demanda total de gas natural; siguen los consumidores industriales y residenciales. El exceso de capacidad de generación que se prevé con la operación de las plantas nucleares, así como el lento crecimiento de la demanda de electricidad, podría reducir sustancialmente la demanda futura de LNG.³⁹

Europa Occidental, con 6% de las reservas mundiales, es prácticamente autosuficiente en gas natural, pues su producción satisface 82% de sus necesidades. Importa de la URSS 13% de su consumo (por gasoducto) y 5% de países miembros de la OPEP (ya sea por gasoducto o como LNG).⁴⁰

Una preocupación fundamental de los países de Europa Occidental es mejorar la seguridad del suministro, para lo cual intenta diversificar sus fuentes abastecedoras. De 1979 a 1982 el consumo total de Europa Occidental descendió casi 6%, debido principalmente a la caída de la demanda en los sectores industrial y de electricidad.⁴¹ No se prevé una variación significativa de la participación del gas natural en la energía primaria (19%). Con la recuperación de las economías europeas, aumentarán las importaciones provenientes de otras fuentes, aunque sólo ligeramente, hacia fines de este decenio; es posible que en el siguiente representen de 20 a 30 por ciento de su consumo. Se estima que en el año 2000 las importaciones abastezcan más de 50% de la demanda.

A mediano plazo, pero dentro del patrón de diversificación de abastecedores, surgirán nuevos proyectos de importación de LNG y de gas natural (por gasoducto) que compitan por el mercado europeo, en especial en algunos de África del Norte y Occidental.

PERSPECTIVAS DEL MERCADO INTERNACIONAL DE GAS NATURAL

El comercio internacional de gas natural es incierto. Desde 1980 se ha visto afectado por la baja en la demanda de energía, las disputas de precios entre compradores y proveedores y las preocupaciones sobre la seguridad de abastecimiento a largo plazo. Numerosos proyectos importantes, tanto en operación como planeados, se han suspendido o archivado. El último percance es el del contrato de abastecimiento de LNG de la empresa argentina Sonatrach a la estadounidense Panhandle Eastern's Trunkline, que ésta suspendió en diciembre de 1983. Varios exportadores, en especial Argelia, sufren continuas presiones para bajar los precios, o flexibilizar las llamadas cláusulas "take or pay".⁴² Mientras tanto, el precio promedio de gas natural, medido en dólares ajustados por la inflación, ha bajado más de 30% en los últimos cuatro años. Estas grandes reducciones amenazan la viabilidad comercial de algunas plantas de LNG e impiden la realización de nuevos proyectos importantes de exportación.⁴³

Una de las razones estructurales de los problemas que se viven es que el mercado internacional del gas natural es muy disperso por la inexistencia de un criterio unificado en lo que respecta a condiciones contractuales, como la fórmula de precios, la facturación FOB o CIF, las obligaciones de adquisición mínima (cláusula "take or pay"), etc. Lejos de existir un solo mercado, se pueden identificar tres importantes: Japón, que compra a precios CIF, casi a la par con el equivalente del crudo; los países de Europa

42. Este tipo de condiciones se fija para garantizar el abastecimiento en el largo plazo, ya que los proyectos de LNG son muy intensivos en capital. Se estima que la inversión requerida para licuefacción, transporte marino, recepción y regasificación para un proyecto de 300 millones de p³/d es de 1 400 a 1 700 millones de dólares, dependiendo de la infraestructura existente. El costo de capital de un proyecto más grande, de unos 500 millones de p³/d puede llegar a 2 000 millones o 2 400 millones de dólares. Las reservas mínimas de gas natural que se requieren para un proyecto de LNG deben ser del orden de tres billones de pies cúbicos.

43. "OPEC Natural Gas Projects Face a Bleak Outlook", *Petroleum Intelligence Weekly*, Petroleum and Energy Intelligence Weekly, Inc., Nueva York, 19 de marzo de 1984, vol. XXIII, núm. 12.

38. *Ibid.*, p. 14.

39. *Ibid.*

40. Peter Machinek, *op. cit.*, p. 4.

41. A. Mashayekhi, *op. cit.*, p. 14.

Occidental (algunos compran CIF y otros FOB), y Estados Unidos, que compra FOB pero exporta a Japón CIF. Ello hace difícil que existan precios uniformes debido a los diversos tipos de contrato y los diferentes criterios para fijar incrementos de precios, pues en unos casos la fórmula correspondiente se liga con la variación de los precios del crudo y en otros con combustóleos equivalentes en poder calorífico. En otras palabras, hay una diversidad de precios que varían de acuerdo con distintos precios base y distintas fórmulas de incremento. Los países de la OPEP que exportan gas natural han tratado de uniformar los criterios, pero no han tenido éxito.

Para mayor claridad, a continuación se presenta la situación internacional de precios de exportación, por valor calórico y por país.

Argelia

En general, aplica un precio FOB base para el gas de exportación, que se indiza con la variación de precios internacionales de una canasta de varios tipos de crudo. En las negociaciones de precio de 1981 y 1982, Argelia fijó, para las exportaciones de LNG, un precio FOB base de 4.80 dólares por millón de BTU; con Francia, de 5.12 dólares, y con Distrigas, de Boston, de 4.44 dólares. En septiembre de 1982 negoció con la Panhandle Eastern's Trunkline, un precio FOB base de 5.92 dólares por millón de BTU, que se indizaría a los precios del combustóleo núms. 2 y 6. Al caer los precios internacionales del crudo, Panhandle pidió cambios en la indización y en el volumen "take or pay", lo cual provocó la suspensión del contrato, pues Sonatrach no aceptó las condiciones. Con respecto al precio de exportación de gas natural por gasoducto (Trans-Med) a Italia, se llegó a un precio FOB base de 4.41 dólares por millón de BTU; también indizado con los precios internacionales de una canasta de crudos.

A causa de la disminución de los precios internacionales del crudo y de la baja del consumo de gas natural en los países industrializados, Argelia ha tenido que afrontar presiones para bajar sus precios. Por ejemplo, el precio FOB del LNG exportado a Estados Unidos bajó a 3.62 dólares por millón de BTU; el precio FOB de gas transportado por gasoducto a Italia a 3.60 dólares y el resto del LNG exportado (FOB) a Bélgica y Francia a aproximadamente 3.90 dólares.

Emiratos Árabes Unidos

El único emirato exportador de gas natural es Abu Dhabi: indiza el precio CIF de exportación de LNG a Japón, con su crudo ligero Murban.

Indonesia

También fija el precio CIF de exportación al LNG. La fórmula de incremento está ligada en 90% a la variación del precio internacional del crudo "Minas" y el 10% restante aumenta de modo automático 3% anual.

URSS

En enero de 1983, el precio de exportación del gas soviético era de 4.74 dólares por millón de BTU. En marzo de 1983 se redujo a 4.17 dólares, siguiendo la caída de precios internacionales de

crudo. En los nuevos contratos de gas siberiano, el precio se indiza en 20% con precios de crudo y en 80% con precios de combustóleo de Wiesbade, Rotterdam e Italia. En los contratos de la URSS con países de Europa Occidental se siguen las condiciones del mercado. Por esta razón, el precio de exportación actual es menor a 4 dólares por millón de BTU; con Francia es de 3.70 dólares y con Italia de 3.50 dólares.

Hay indicios de que se está desatando una guerra de precios en Europa Occidental debido a la pujante política de exportación de la URSS, que concede precios más bajos que los vigentes en el mercado europeo. La empresa holandesa Gasunie tuvo que bajar el precio del gas que exporta a Bélgica, después de que la URSS ofreció su gas 15% más barato. Esta empresa podría enfrentarse a presiones para disminuir sus precios cuando se presenten las negociaciones contractuales con Francia, la RFA e Italia.⁴⁴

Países Bajos

En marzo de 1983, su precio de exportación era de 4 dólares por millón de BTU, que se indiza a la variación de los precios de combustóleos con bajo contenido de azufre en Rotterdam. El precio actual debe estar entre 3.50 y 4 dólares por millón de BTU.

Noruega

El precio de exportación estaba ligado, en los contratos antiguos, con la variación de los precios de los combustóleos. En los nuevos contratos se indiza en 50% con precios de crudo y en otro 50% con precios de combustóleos de bajo contenido de azufre. El precio de exportación varía de acuerdo con los contratos vigentes y sus cláusulas de incremento de precios. Sin embargo, en las negociaciones recientes entre el Reino Unido y Noruega por un contrato de seis billones de pies cúbicos del campo Sleipner, a largo plazo (20-25 años), se ha mencionado un precio base de 3.50 dólares. Empero, las negociaciones fracasaron y por lo pronto este proyecto no se llevará a cabo.

Canadá

Desde el 11 de abril de 1983, Canadá bajó el precio de exportación (4.94 dólares por millón de BTU puesto en la frontera FOB) a 4.40 dólares. Esto se debe a que en las exportaciones canadienses a Estados Unidos se toma en cuenta, en la fórmula de precios, el precio del crudo importado puesto en la costa oriental de Canadá. De acuerdo con el "Volume Related Incentive Pricing" (VRIP), el precio es de 3.40 dólares por MMBTU para las cantidades de gas que superen 50% del volumen contractual (aplicado desde julio de 1983). El Gobierno canadiense anunció que apartir de noviembre de 1984 las empresas vendedoras podrían negociar sus contratos en forma independiente, con un precio base de 3.10 dólares por millón de BTU, previa autorización del National Energy Board.

México

Mientras exportó, los precios siguieron la tendencia de Canadá. Por tanto, en mayo de 1983 bajó el precio del gas puesto en la frontera (FOB) de 4.94 dólares por millón de BTU a 4.40 dólares. En 1984, como ya se señaló, por consideraciones de tipo econó-

44. "OGJ Newsletter", en *Oil and Gas Journal*, op. cit.

mico México decidió suspender temporalmente sus exportaciones a Estados Unidos.

Estados Unidos

Los precios promedio en vigor son los siguientes: 1) cabeza de pozo (well head) 2.66 dólares por millón de BTU; 2) puesto en plantas de generación de electricidad, 3.50 dólares; 3) puesto al consumidor industrial, 4.09 dólares; 4) puesto en el sector residencial, 5.63 dólares; 5) puesto al consumidor comercial, 5.44 dólares, y 6) precio CIF de exportación de LNG a Japón, 4.91 dólares.

La tendencia prevaleciente en el mercado internacional es la de flexibilizar las condiciones del comercio por los siguiente medios: renegociar contratos, fijar precios por condiciones de mercado, modificar las cláusulas "take or pay" y, en algunos casos, efectuar ventas en el mercado "spot".

Por lo que se refiere a la demanda, se prevé que en los principales países consumidores se incrementará después de 1984, con lo cual la disponibilidad de los abastecimientos locales y las importaciones contratadas serán mayores antes de que finalice este decenio. Con una tasa anual de crecimiento de la economía de 2%, el déficit de gas natural en los países industrializados podría alcanzar la cifra de 274 millones de p³/d, equivalente a 1.5% de la exportación actual.⁴⁵

Cabe señalar que el monto de las reservas de gas natural no es un factor determinante para que una región se convierta en importante abastecedora de LNG. Por ejemplo, no se prevé que la Unión Soviética, que tiene las principales reservas de gas natural del mundo, vaya a tener en el futuro un papel muy importante en el mercado de LNG. El gas soviético se transportará en su mayoría por gasoducto; quizá sólo una pequeña parte se envíe en forma de LNG a Japón en 1995. Tampoco se espera que el Medio Oriente produzca grandes volúmenes para exportación debido a las distancias tan grandes con respecto de las áreas consumidoras y por la tendencia al abastecimiento intrarregional del mercado europeo —con gas proveniente del Mar de Norte— y extrarregional, principalmente de la URSS (por gasoducto) o quizá en forma de LNG de África Occidental y del Norte.

Aunque las reservas de gas del Sudeste de Asia y de Australia no son tan grandes, en comparación con las del Medio Oriente, están cerca de los centros consumidores de Japón, Taiwan y Corea del Sur. Por esta razón, en el largo plazo un gran porcentaje de las reservas de estas regiones se exportarán como gas licuado.

Asimismo, como algunos de los depósitos recién descubiertos en América del Norte, cuyas reservas no son muy grandes, se localizan en áreas remotas, quizá sería más conveniente transportarlo como LNG que por gasoducto. Por ello, si la situación del mercado lo permite en el largo plazo las reservas localizadas en regiones alejadas, como las islas del Ártico canadiense y la llamada "Cook Inlet" de Alaska, en la península de Kenai (cerca de Anchorage), se transportarán posiblemente en forma de LNG. Lo mismo se espera de las reservas que se descubrieron hace poco en el norte de Noruega.⁴⁶

Según cálculos de S.T. Davenport, de la Bechtel Petroleum Inc., 20.2% de la energía producida en el mundo corresponde a gas natural transportado por gasoducto y 0.46% a LNG. El mismo autor estima que en el año 2000 la proporción correspondiente a gas natural transportado por gasoducto bajará a 18% y que la de LNG se elevará a 2.3%. En este pronóstico destacan como áreas abastecedoras importantes de gas natural por gasoducto China, Europa Oriental, la URSS, y América del Norte. Por lo que se refiere al LNG, las regiones más importantes serán Asia-Pacífico (Indonesia, Brunei, Malasia y Australia), y África.

El consumo de LNG se concentra en Japón, Europa y América del Norte. La producción de LNG proviene de áreas con exceso de oferta, que están relativamente cerca de las consumidoras. Esta tendencia, según Devenport, continuará en el mediano y largo plazos.

CONCLUSIONES

A pesar de las discrepancias, los diversos puntos de vista sobre las perspectivas internacionales del gas natural coinciden en que el mercado internacional crecerá a un ritmo considerable en el decenio de los noventa y contribuirá al intercambio energético entre países:

- No existe un mercado unificado; por el contrario, es muy disperso. De hecho, se pueden identificar tres mercados consumidores: Japón, Europa Occidental y Estados Unidos, todos con distintas formas de operación, de fijación de precio, etcétera.

- Europa Occidental, que absorbe actualmente 53% del gas natural comercializado internacionalmente, continuará desempeñando un papel considerable en materia de importaciones, pero dentro de una estrategia de diversificación de fuentes de abastecimiento y un marco de autosuficiencia regional.

- El principal incremento de la demanda potencial de LNG se dará en los países industrializados (principalmente Estados Unidos y Japón) y en algunos de industrialización reciente, como Corea del Sur, Hong Kong y Singapur.

- Los países subdesarrollados seguirán siendo los principales abastecedores mundiales de LNG.

- Tomando en cuenta la recesión económica, la aplicación de políticas de conservación energética y el cambio a usos menos intensivos de energía en las industrias y servicios en los países industrializados, en el presente decenio se realizarán pocos proyectos de exportación de LNG en países subdesarrollados. No obstante, se prevé que a partir de la década de los noventa la situación será más favorable, en la medida en que aumente la demanda y decline el abastecimiento tanto de fuentes externas como internas de gas natural en muchos países.

- Es probable que surjan proyectos de LNG y de gas natural en África del Norte y África Occidental vía gasoducto que compitan en el mercado europeo.

- En América Latina es posible que se regionalice el mercado del gas y se construyan sistemas interconectados de gasoductos, particularmente en el Cono Sur. □

45. "OPEC Natural Gas Projects. . .", en *Petroleum Intelligence Weekly*, op. cit., p. 8.

46. S.T. Davenport, op. cit., pp. 34D y 34H.