

DOCUMENTOS*

SELECCIÓN DE DOCUMENTOS DEL CONGRESO DE LOS ESTADOS UNIDOS SOBRE RELACIONES BILATERALES MEXICANO-NORTEAMERICANAS EN MATERIA DE ENERGÉTICOS Y SOBRE LA POLÍTICA PETROLERA DE ARABIA SAUDITA.

En esta sección se reúnen fragmentos seleccionados de tres documentos recientemente publicados por el Congreso de los Estados Unidos. Dos de ellos se refieren a la política de exportación de hidrocarburos adoptada por México y su interacción con la política de energéticos norteamericana. El tercero analiza las perspectivas petroleras de Arabia Saudita.

El documento *La política petrolera y de gas natural de México: un análisis*¹ fue preparado por el Servicio de Investigaciones de la Biblioteca del Congreso para el Comité de Relaciones Exteriores del Senado y el Comité Económico Conjunto del Congreso. Se realizó a solicitud de los senadores Frank Church y Edward Kennedy, quienes hacen la presentación del estudio. Este informe fue dado a conocer públicamente a fines de enero de 1979, dos semanas antes de la visita a México del Presidente Carter. Aquí se publica el resumen de las principales conclusiones, un capítulo que evalúa la política mexicana de exportación de petróleo y gas natural a 1988 y, otro más, sobre el impacto del petróleo y gas mexicanos en la política norteamericana de energéticos.

El estudio *México: La promesa y los problemas del petróleo*² fue elaborado por el Comité de Energía y Recursos Naturales del Senado a solicitud de su presidente, el senador Henry Jackson. Se publicó a principios de marzo de este año. En esta selección se incluye la introducción y los capítulos que tratan la política de exportación de hidrocarburos de México y el tema de los energéticos en las relaciones entre México y Estados Unidos.

* Traducción del inglés al español por René Herrera Zúñiga.

¹ Congressional Research Service, Library of Congress, *Mexico's Oil and Gas Policy: An Analysis*. Washington: Government Printing Office, 1979.

² Committee on Energy and Natural Resources, *México: The Promise and Problems of Petroleum*. Washington: U. S. Government Printing Office, 1979.

Por último, se presenta el informe titulado *El futuro de la producción petrolera de Arabia Saudita*,³ que fue elaborado por el Comité de Relaciones Exteriores del Senado y publicado a mediados de abril. Dicho estudio concentra su atención en los aspectos técnicos, de conservación y financieros de la producción petrolera en ese país. La investigación realizada utilizó información confidencial obtenida por el poder legislativo de Exxon y Standard Oil de California. Fue dado a conocer a pesar de las objeciones del gobierno de Arabia Saudita, el Departamento de Estado y las propias empresas petroleras. El estudio contribuye a comprender mejor el papel que Arabia Saudita juega en el seno de la OPEP y su función como regulador marginal de la oferta petrolera mundial.

La política petrolera y de gas natural de México

El propósito de este informe es examinar la política energética de México para el periodo 1978-1988 y evaluar sus probables efectos en las relaciones mexicano-norteamericanas. Este informe está motivado por los recientes descubrimientos de petróleo y gas en territorio mexicano. La verdadera dimensión de esos descubrimientos, más allá de los anuncios oficiales de PEMEX sobre reservas comprobadas, permanecerán desconocidos hasta que perforaciones más desarrolladas tengan lugar.

Más que entrar en un debate sobre la veracidad respecto a las reservas reales de petróleo y gas mexicanos, el Servicio de Investigación de la Biblioteca del Congreso (CRS), autor del informe, supone como valederas para efecto de este análisis, las estimaciones oficiales de PEMEX, anunciadas el 10. de septiembre de 1978. Usando como base estas informaciones oficiales sobre las reservas, el CRS intenta pronosticar los niveles de producción de petróleo y gas mexicano para 1988. La validez fundamental de estas predicciones no son tanto la exactitud absoluta de las mismas, sino las tendencias que ella revela y los supuestos que hay detrás de ellas. Las tendencias son el resultado final de un enfoque realista sobre las posibilidades técnicas de México para producir sus recursos energéticos basados en la información disponible actualmente.

SUMARIO DE LOS ASPECTOS MÁS IMPORTANTES RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS

(1) México posee hidrocarburos en grandes proporciones. Las reservas probadas y probables estimadas oficialmente son de un total de 57 miles

³ Committee on Foreign Relations, Subcommittee on International Economic Policy, *The Future of Saudi Arabian Oil Production*. Washington: U. S. Government Printing Office, 1979.

de millones de barriles de petróleo, gas equivalente y gas líquido.¹ Esas reservas están respaldando una producción actual de 1.4 millones de barriles diarios y 2.5 miles de millones de pies cúbicos de gas por día y podría soportar mucho más. De la producción diaria, 440 000 barriles son exportados.

(2) Informaciones actuales indican una significativa tenencia de hidrocarburos tal vez de 30 a 50 miles de millones de barriles, con posibilidades de que la cantidad sea mayor. El monto final de las reservas si bien afectan las tendencias del desarrollo mexicano a largo plazo, no afecta la producción a corto plazo. Tanto las reservas actualmente comprobadas como las probables, pueden respaldar una producción desbordante. En los próximos diez años el crecimiento de la producción, sin embargo, dependerá de la instalación de facilidades físicas de producción y de transportación, del uso rentable del gas natural asociado, así como también de la comprobación final de las reservas. Pero ese incremento, para darse, no requiere nuevos descubrimientos ni depende del monto final de las reservas, aún desconocidas.

(3) Para duplicar la producción de petróleo a mediados de los años 80's —CRS cree que ello podría lograrse con las reservas comprobadas actuales— se requerirá de un considerable incremento en las inversiones, esfuerzo gerencial, y equipo tecnológico, así como también grandes cantidades de personal técnico calificado. Una de las consecuencias de aumentar la producción de petróleo será la producción de enormes cantidades de gas asociado. Este gas deberá ser consumido a nivel nacional, vendido internacionalmente o bien simplemente quemado.

(4) Descubrimientos potenciales de reservas adicionales de petróleo y de gas, son vistos como muy posibles. Cerca de 150 yacimientos que parecen ser similares a los de la Reforma han sido localizados en la región, mediante recursos técnicos de la geofísica. Sin embargo los estudios geofísicos no dan una medida exacta del gas y el petróleo existente en cada uno, debiéndose confirmar mediante perforaciones que son las que habrán de determinar la presencia de depósitos comercialmente explotables. PEMEX ha estimado que el potencial global petrolero es entre 120 y 200 miles de millones de barriles, lo que de ser comprobado pondría a México en el rango de los grandes productores del Medio Oriente. Es sin embargo demasiado pronto, en el actual ciclo de exploración y producción, determinar si recursos de tal magnitud realmente existen.

*Evaluación de la política de exportación de energéticos
de México para 1988*

(5) Basado en el análisis sobre recursos y reservas petroleras mexicanas y usando estimaciones sobre la capacidad de crecimiento de la producción

¹ Anuncio de PEMEX del 2 de enero de 1979.

elaboradas por PEMEX y estudios de demanda interna elaborados por el Instituto Mexicano del Petróleo, el CRS ha proyectado la producción de gas y petróleo de 1978 a 1988 (cuadros A y B). Dos casos extremos han sido considerados para llegar a las estimaciones de producción: *caso uno* supone el máximo de exportaciones de gas y *caso dos*, supone la no exportación de gas. La llave para incrementar la producción de petróleo, es el uso rentable del gas. Grandes cantidades de gas están disueltas en el petróleo, particularmente en la región petrolera más importante de México (la prolífica región de la Reforma). Este gas es inevitablemente producido en asociación con la producción del petróleo. Si México no exporta el gas, o no lo puede consumir internamente y tampoco quiere desperdiciarlo, entonces su proyectada producción de petróleo tendrá que ser reducida. Una variable crítica es la posibilidad de un crecimiento notable de la demanda interna de gas.

(6) México experimentará un rápido crecimiento de la demanda de energía a nivel doméstico, según vaya creciendo su economía, pero las exportaciones de petróleo deberían continuar creciendo más rápido aún. El petróleo mexicano es muy atractivo para las refinerías americanas, por la corta distancia desde las áreas de producción a las costas del Golfo, por sus características cualitativas en cuanto a refinación y por los términos favorables de crédito otorgados por PEMEX. De tal manera, es probable que el petróleo mexicano sea importado en los Estados Unidos, en las cantidades máximas que permita PEMEX. A pesar de su surgimiento como importante exportador, México no está deseoso de afiliarse a la OPEP, aunque seguramente sí seguirá las estrategias de ese organismo en materia de precios. Si México se afiliara a la OPEP perdería su status preferencial en el comercio con Estados Unidos y correría el riesgo que implica el que la OPEP disponga cortes de producción en un momento de mercados con gran exceso de oferta.

Problemas económicos de México y su plan de energía

(7) La economía mexicana se está reponiendo de sus dificultades expresadas en la devaluación del peso de septiembre de 1976. En 1978, la confianza del sector empresarial había crecido, hubo mayor disponibilidad de créditos, las finanzas públicas intentaron una posición de equilibrio, la expansión industrial renació, el valor del peso pareció haberse estabilizado, y se dio una renovada confianza fundada en los grandes yacimientos petroleros y de gas. Sin embargo, México tiene aún serios problemas, tales como la inflación y el desempleo, los cuales afectaron adversamente a la economía mexicana en 1978 y lo harán igualmente en los años siguientes.

(8) Los dos casos descritos en los cuadros A y B son analizados utili-

Cuadro B

CASO II: MÉXICO NO EXPORTA EL GAS

Año	Millones de barriles diarios			Miles de millones de pies cúbicos de gas diarios					
	Producción de petróleo	Demanda interna de petróleo	Exportaciones potenciales	Producción asociado	Producción de gas no asociado	Producción total	Gas neto disponible	Demanda interna de gas	Gas exportable
1978	1.4	1.0	0.4	1.7	0.8	2.5	1.7	1.7	—
1979	1.8	1.0	.8	2.2	.5	2.7	2.3	2.3	—
1980	2.2	1.1	1.1	2.6	.4	3.0	2.6	2.6	—
1981	2.3	1.1	1.2	3.0	.3	3.3	2.8	2.8	—
1982	2.4	1.1	1.3	3.4	.3	3.7	3.1	3.1	—
1983	2.5	1.2	1.3	3.8	.3	4.1	3.5	3.5	—
1984	2.6	1.2	1.4	4.2	.4	4.6	3.8	3.8	—
1985	2.7	1.2	1.5	4.6	.6	5.2	4.4	4.4	—
1986	2.8	1.2	1.6	5.0	.7	5.7	4.8	4.8	—
1987	2.9	1.3	1.6	5.5	.8	6.3	5.2	5.2	—
1988	3.0	1.4	1.6	6.0	.8	6.8	5.6	5.6	—

IMPACTO ECONÓMICO EN MÉXICO SEGÚN LOS DOS CASOS*

Indicadores económicos	1988				
	1978	Caso I	Caso II	Caso I	Caso II
PNB (miles de millones de pesos de 1960)	435	598	601	833	798
PNB por sector (porcentajes)					
Agricultura	9	7	7	6	6
Construcción	5	5	5	6	6
Electricidad	2	2	3	3	3
Manufacturas	24	24	24	24	24
Minería	1	1	1	1	1
Petróleo	6	9	8	10	8
Comercio	29	29	29	29	30
Transporte y comunicaciones	4	4	4	3	4
Otros	20	19	19	18	18
PNB deflator de precios (1960=1)	4.8	9.5	9.8	17.5	18.7
Tasa de inflación (porcentaje)	20	12	13	13	14
Índice de precios al consumidor (1960=1)	4.2	8.5	8.8	16.1	17.4
Ingreso per cápita disponible (miles de pesos de 1960)	4.8	5.5	5.6	6.7	6.4
Inversión bruta (miles de millones de pesos de 1960)	93.7	138.5	138.7	208.4	200.4
Empleo (millones de trabajadores)	18	21	21	25	24
Balance de cuenta corriente (miles de millones de dólares)	-2.1	-1.3	-2.5	+3.5	-6.0
Deuda pública externa	21.4	13	14	5	11
Index-Promedio anual de la tasa de intercambio (1960=1)	1.8	2.0	2.1	2.5	2.9

* Caso I supone exportar petróleo por 2 millones de barriles diarios en 1983 y exportación de gas por 4 trillones de pies cúbicos diarios. La producción total estimada para ese año es de 3.8 millones de b/d de petróleo y 8.4 trillones de pies cúbicos diarios de gas. Caso II supone exportar petróleo por 1.6 millones de b/d y consumir dentro del país todo el gas producido. La producción total en 1988 es estimada en 3 millones de b/d de petróleo y 6.8 trillones de pies cúbicos diarios de gas.

zando el Wharton Econometric Forecasting Associates Mexican Model para determinar los efectos de varios niveles de producción de gas y petróleo sobre el desempeño de la economía mexicana. El impacto económico de los dos casos está mostrado en el cuadro C. La exportación de 2.0 millones de barriles diarios de petróleo, más de 4 miles de millones de pies cúbicos diarios de gas en 1988, comparado con las exportaciones de 1.6 millones de barriles de petróleo y nada de gas, resultan en:

1. Una economía más fuerte en 1988, pero no tan significativamente (5% más de producto interno bruto).
2. Un sector petrolero más fuerte, pero un sector de comercio y servicios más débil.
3. Menos inflación.
4. Mayor ingreso per cápita disponible (4%).
5. Ligeros incrementos en las inversiones (4%) y en el empleo (4%).
6. Una balanza de pagos positiva.
7. Una tasa menor de la deuda externa en relación al Producto Interno Bruto.

Conforme este balance, parecería que un alto nivel de exportaciones de petróleo y gas natural sería económicamente benéfico para México, particularmente en lo que se refiere al control de la inflación y el mejoramiento de la balanza de pagos. Sin embargo, por el rápido crecimiento de la población, el impacto de los ingresos petroleros, será menor en la solución del problema del empleo, aunque serían creadas un sustancial número de plazas.

*Impacto de la política mexicana de petróleo y gas
en la política energética de Estados Unidos*

(9) El petróleo mexicano podría desplazar parte del petróleo de Alaska, tanto del que va para la Costa norteamericana del Golfo como a sus Costas del Pacífico. Esto podría presentar serios problemas a los productores alaskenses, que hasta hoy no tienen opciones para exportar y tienen gran necesidad de vender en ambos mercados, si es que desean mantener la producción y utilizan al máximo el oleoducto. Acosados por enormes costos de explotación y sin más alternativas que mantener abierta la producción, los productores alaskenses podrían verse forzados a bajar los precios de su petróleo hasta donde los niveles de precio mexicano lo hagan necesario y mantener así sus mercados abiertos. El resultado de esto podría ser precios ligeramente más bajos del petróleo crudo para las refinerías norteamericanas.

Cuadro A

CASO I: MÉXICO EXPORTA EL GAS
PRODUCCIÓN, DEMANDA Y POTENCIAL DE EXPORTACIÓN DE PETRÓLEO Y GAS MEXICANO

Año	Millones de barriles diarios				Miles de millones de pies cúbicos de gas diarios				
	Producción de petróleo	Demanda interna de petróleo	Exportaciones potenciales	Producción de gas asociado	Producción de gas no asociado	Producción total	Gas neto disponible	Demanda interna de gas	Gas exportable
1978	1.4	1.0	0.4	1.7	0.8	2.5	1.7	1.7	0.3
1979	1.8	1.1	.7	2.2	.8	3.0	2.6	1.8	.8
1980	2.2	1.1	1.1	2.6	.8	3.4	2.9	1.9	1.0
1981	2.3	1.2	1.1	3.0	.8	3.8	3.3	2.0	1.3
1982	2.4	1.3	1.1	3.4	.8	4.2	3.7	2.1	1.6
1983	2.6	1.4	1.2	3.9	.8	4.7	4.0	2.2	1.8
1984	2.8	1.5	1.3	4.5	.8	5.3	4.4	2.3	2.1
1985	3.1	1.5	1.6	5.3	.8	6.1	5.2	2.5	2.7
1986	3.3	1.6	1.7	5.9	.8	6.7	5.8	2.6	3.2
1987	3.6	1.7	1.9	6.8	.8	7.6	6.4	2.7	3.7
1988	3.8	1.8	2.0	7.6	.8	8.4	6.9	2.9	4.0

(10) Cuando se comparan, hacia el futuro, las ofertas suplementarias de gas disponibles para los Estados Unidos en los años 80's tales como las importaciones canadienses, gas natural sintético con nafta de alimentador, gas de Alaska y gas derivado de la gasificación del carbón, el gas mexicano aparece, al menos hasta 1985, como la oferta de gas potencial más importante. Esto, para llenar los requerimientos de las necesidades adicionales del mercado norteamericano, y a precios con los que sólo las importaciones canadienses pueden competir. Sin embargo, las consecuencias políticas que rodearon la abrupta terminación de las negociaciones para la venta de gas natural a finales de 1977, entre México y seis compañías distribuidoras de gas norteamericanas, hicieron incierto el acceso futuro de los Estados Unidos al gas mexicano.

La energía y las relaciones futuras entre Estados Unidos y México

(11) El modelo del intercambio comercial con Estados Unidos está cambiando. Históricamente, los Estados Unidos han tenido una balanza comercial ampliamente favorable con México; sin embargo en años recientes ello se está modificando, debido a las crecientes importaciones de petróleo mexicano, y 1978 puede ser el primer año en el cual la balanza comercial con México sea negativa. En términos absolutos el valor de las exportaciones norteamericanas a México no declinarán, ya que México, para continuar su crecimiento, tendrá que importar considerables cantidades de bienes de capital y cantidades importantes de alimentos para satisfacer su creciente población. Según se estima, muchos de esos alimentos provendrán de los Estados Unidos.

EXPORTACIÓN POTENCIAL DE PETRÓLEO: SUPONIENDO
LA EXPORTACIÓN DE GAS

México ha estado exportando petróleo a niveles modestos, tal es 220 000 b/d de petróleo y productos derivados en 1977. De tal cantidad los Estados Unidos importaron un promedio de 177 976 b/d de petróleo crudo y 2 137 b/d de productos derivados para un total de 179 276 b/d.

Las proyecciones del CRS respecto a las exportaciones mexicanas de petróleo de 1978 a 1988, suponiendo que las exportaciones de gas serán realizadas al máximo, están resumidas en el siguiente cuadro. La metodología utilizada por el CRS para presentar esas proyecciones se basó en el análisis que de los recursos de México hicimos al principio y en las cifras y estimaciones de oferta realizadas por PEMEX y el Instituto Mexicano del Petróleo.

Cuadro 1

PROYECCIÓN DE LAS EXPORTACIONES DE PETRÓLEO MEXICANO
 SUPONIENDO LA EXPORTACIÓN DE GAS
 (millones de barriles diarios)

Año	Producción total	Demanda interna	Exportación potencial	Relación exportación/producción
1977	1.4	0.9	0.2	0.18
1978	1.4	1.0	.4	.29
1979	1.8	1.1	.7	.39
1980	2.2	1.1	1.1	.50
1981	2.3	1.2	1.1	.43
1982	2.4	1.3	1.1	.46
1983	2.6	1.4	1.2	.46
1984	2.8	1.5	1.3	.46
1985	3.1	1.5	1.6	.52
1986	3.3	1.6	1.7	.52
1987	3.6	1.7	1.9	.53
1988	3.8	1.8	2.0	.53

FUENTES: PEMEX, IMP, CRS.

PEMEX ha señalado que México podría exportar petróleo hasta por 1.1 millones de b/d para 1980 y mantener este nivel por dos años. El Instituto Mexicano del Petróleo ha estimado la demanda para el mismo periodo. Los niveles de producción por lo tanto pueden ser estimados a través de esas dos fuentes de datos. Para el periodo 1983-1988, fue más difícil llegar a predicciones. Primero, el IMP proveyó estimaciones de la demanda de petróleo hasta 1985 y el CRS supuso que un incremento de la demanda de un 5.5% computado anualmente era razonable para los años 86 a 88. Segundo, el CRS estimó los niveles de producción al petróleo para 1988 basado en dos factores importantes: 1) la cantidad más probable de gas asociado que realmente México puede consumir como parte de su proyectada demanda interna y la cantidad que dejaría para exportar; 2) las implicaciones en la estrategia mexicana de desarrollo. Después de llegar a estimaciones para la producción de petróleo y la demanda interna, CRS computó el potencial de exportación para 1988.

EXPORTACIÓN POTENCIAL DE PETRÓLEO: SUPONIENDO
LA NO EXPORTACIÓN DEL GAS

Las proyecciones del CRS para exportaciones mexicanas de petróleo suponiendo las no exportaciones de gas para el periodo 1978-1988 están resumidas en el cuadro siguiente. Dos factores son dominantes en las estimaciones de la demanda interna y la producción de crudos en este caso. Primero, México tiene una demanda cambiante de petróleo, particularmente por el esfuerzo concertado de sustituir petróleo por gas, especialmente en tanto que combustible. El grado en que México puede cambiar o sustituir el gas por el petróleo combustible, es tratado en la sección dedicada al gas, un poco más adelante. Para estimar la relación de sustitución de gas por petróleo, se convierte primero a BTU's (1 032 por millón de pies cúbicos) y luego a barriles equivalentes de petróleo (5 800 000 BTU's por barril). Las estimaciones fueron tomadas de la proyección de demanda de petróleo, suponiendo las exportaciones del gas (cuadro A). Por ejemplo en 1988 la sustitución de gas natural resultó en un decremento de la demanda interna de petróleo, del orden de los 400 000 b/d de petróleo.

Cuadro 2

PROYECCIÓN DE LAS EXPORTACIONES DE PETRÓLEO MEXICANO
SUPONIENDO LA NO EXPORTACIÓN DE GAS
(*millones de barriles diarios*)

<i>Año</i>	<i>Producción total</i>	<i>Demanda interna</i>	<i>Exportación potencial</i>	<i>Relación exportación/producción</i>
1977	1.1	0.9	0.2	0.18
1978	1.4	1.0	.4	.29
1979	1.8	1.0	.8	.44
1980	2.2	1.1	1.1	.50
1981	2.3	1.1	1.2	.52
1982	2.4	1.1	1.3	.54
1983	2.5	1.2	1.3	.53
1984	2.6	1.2	1.4	.54
1985	2.7	1.2	1.5	.56
1986	2.8	1.2	1.6	.57
1987	2.9	1.3	1.6	.58
1988	3.0	1.4	1.6	.53

La producción de petróleo es también afectada de modo significativo en el supuesto de la no exportación de gas, porque mucho del petróleo mexicano está asociado con grandes volúmenes de gas natural, lo que hace que ambos se produzcan inevitablemente juntos. De ahí que la capacidad de México para desarrollar su demanda interna de gas limitará, según el caso, la tasa de producción petrolera, si es que el gas no es exportado o liberado. CRS estima que la producción petrolera de México en el caso de la no exportación de gas, sería menor de 1983 a 1988 que en el caso de que el gas fuese exportado. Para 1988 la diferencia es significativa: CRS estima que México tendería a producir 3.0 millones de b/d en el caso de no exportar el gas y 3.8 millones de b/d en el caso de que lo exporte.

MERCADO INTERNACIONAL PARA EL PETRÓLEO MEXICANO

El mercado más rentable para las exportaciones mexicanas de petróleo es el de Estados Unidos, localizado cerca de los campos productores (a menos de cuatro días de las refinerías ubicadas en costas del Golfo), y que tienen una gran demanda por petróleo importado. Es de los intereses económicos de México venderle su petróleo a Estados Unidos, pero México quiere también diversificar sus mercados. Para aumentar la participación de otros compradores a corto plazo, México disminuyó el precio de exportación al tercer trimestre en un monto de 15 a 20 cts. por barril en las costas americanas del Golfo.² Aún con ese descuento PEMEX obtiene más ganancias netas con sus ventas a las refinerías norteamericanas del Golfo, que las que puede obtener de ventas al Japón u otros mercados europeos, debido a más bajos costos del transporte.

Aun si el precio del petróleo mexicano puesto en las refinerías americanas del Golfo y el de los ligeros de Arabia Saudita fuera el mismo, el petróleo mexicano resultaría más barato en función de la complejidad de los arreglos de crédito. El típico arreglo de crédito para la compra de petróleo es 60 días a partir del momento en que el petróleo es producido en la fuente (pozo petrolero). Mientras más rápidamente la refinería convierta ese crudo en productos comerciales, más bajo es el cargo de financiamiento, y resulta que el tiempo que se lleva transportar desde el Golfo Pérsico hasta las costas americanas del Golfo de México es de casi 11 veces más de lo que se lleva desde México al mismo destino (45 días versus 8 días). El petróleo mexicano se vuelve más barato que el precio similar del petróleo árabe del Golfo Persa puesto en las refinerías. Un barril de crudo liviano mexicano era vendido en las Costas del Golfo en el tercer trimestre de 1978 en cerca de 13.30 o menos contra 13.45 de un ligero de Arabia Saudita de igual calidad. Un

² *Petroleum Intelligence Weekly*, 17 de julio de 1978, p. 1.

barril de petróleo de Alaska (North Slope) se vende en 13.20-13.25 en el Golfo con sólo 30 días de crédito, pero tiene un valor de refinamiento del de 38 centavos por barril menos que el crudo de los campos de la Reforma de México.

Uno de los más importantes aspectos del potencial exportador que tiene el petróleo mexicano es que representa una de las pocas nuevas fuentes de petróleo liviano intermedio "light-to-intermediate crude oil", en un momento en que la oferta mundial de ese tipo de petróleos está sufriendo amplias restricciones de producción. Las refinerías norteamericanas necesitan y pueden usar el petróleo mexicano y México está ansioso de venderse en los precios del mercado mundial. Por ejemplo el 40% o sea 25 000 a 30 000 b/d del petróleo que se almacena en las bodegas de la Reserva Petrolera Estratégica de los Estados Unidos, proviene de México y esto podría más que doblarse (70 u 80 mil b/d) para marzo de 1989. Las altas tarifas de transportación que probablemente predominarán en los años 80s mejorará ciertamente las ventajas del precio mexicano. Esto, porque la transportación representará una fracción importante de los costos de los competidores árabes y de Alaska.

La mayoría de los buques tanques que transportan el petróleo mexicano están actualmente limitados a llevar de 44 a 50 mil toneladas, básicamente por limitaciones de diseño de los puertos petroleros mexicanos. Con el objeto de hacer un mayor uso de las ventajas en términos de eficiencia-costo de los grandes transportadores de crudo, al exportar el petróleo de Reforma, PEMEX está construyendo un puerto especial en el Caribe a un lado de la Costa de Reforma y se espera que los grandes transportadores estén cargando ahí a partir de 1980. Además PEMEX está planeando la construcción de una terminal en Santa Cruz, sobre las costas del Pacífico para uso de buques tanques con capacidad para más de 250 mil toneladas. Esta terminal estaría orientada a facilitar las exportaciones al Japón y otros países del pacífico. El costo de transportación del petróleo mexicano a las costas norteamericanas del Golfo es actualmente de cerca de 58 centavos de dólar por barril menos que el costo de transportación del petróleo de Arabia Saudita. Futuras alzas en las tarifas mundiales de transporte, a pesar de un costo inicial más bajo a consecuencia de las reducciones de tiempo en la transportación, resultante del uso de los gigantescos transportadores, podrían elevar esa diferencia a \$1.70 de dólar por barril a fines de este siglo.

México ha dicho en diversas ocasiones que su máxima prioridad en la designación de sus compradores de petróleo de exportación, serían los países de América Latina. Con sólo Venezuela y Ecuador como productores importantes y autosuficientes en petróleo, México tiene un mercado potencial importante. Actualmente está exportando a Cuba, Israel, Estados Unidos y España.

Con el objeto de volver competitivo el petróleo mexicano con los livianos de Arabia Saudita en Europa, PEMEX está estudiando la posibilidad de apoyar el uso de los grandes transportadores.³ De acuerdo con esto los super-tanques que están trayendo petróleo del Mar del Norte hacia los Estados Unidos para incrementar la reserva petrolera estratégica de este país, cargarían crudo mexicano para entregar de regreso en el Mediterráneo.

México concluyó recientemente un arreglo de intercambio de petróleo (swaps) con la Unión Soviética. México proveerá a Cuba petróleo para sustituir el que actualmente le envía la Unión Soviética y petróleo soviético será enviado a España para completar las cantidades estipuladas en el contrato que PEMEX suscribió con ese país. PEMEX ha dicho que proporcionará 30 000 b/d a Cuba, cantidad que puede llegar a 70 000 b/d y que serán reembolsados por la URSS.

MÉXICO Y LA OPEP

La política de exportación petrolera mexicana es importante no sólo en cuanto a su propia industria petrolera, sino también por el impacto que puede tener sobre otros Estados productores, particularmente aquellos que son miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). A comienzos de 1974, funcionarios mexicanos sugirieron que su país debería ingresar a la OPEP al menos en condición de observador. En mayo de 1975 el Presidente Echeverría dijo que México se convertiría en un miembro pleno de la OPEP. Desde entonces, sin embargo, la política al respecto parece haber cambiado, una vez que México ha manifestado que no ingresaría a la organización, aunque continuaría siguiendo la política de precios establecida por ella. México tendría poco que ganar con el ingreso en la OPEP; de hecho tendría mucho que perder si lo hiciera. México actualmente recibe de los altos precios, los mismos beneficios que reciben los miembros del cartel, y retiene su propia libertad de acción. No tiene que seguir las decisiones de la OPEP en materias tales como descuentos de precios y controles de producción. Como miembro, México estaría sujeto a cualquier corte de producción inducido por la OPEP, lo que podría ser dañino para sus planes de conseguir capital para su desarrollo. Y más importante aún, México está consciente de que ingresando a la OPEP arriesgaría el status que tiene en su comercio con los Estados Unidos.

Es impensable que México permitiría que sus exportaciones desafiaran las estructuras de precio del cartel, prefiriendo continuar su política de producir a aquellos niveles que le permitirán obtener precios cercanos a los niveles establecidos en el mercado mundial.

³ *Petroleum Intelligence Weekly*, 25 de septiembre de 1978. pp. 5-6.

GAS NATURAL-DEMANDA INTERNA: PRESENTE Y FUTURO

Desde 1965, la demanda mexicana de gas ha disminuido internamente en comparación a las otras fuentes de energía (cuadro 3). En 1965 la demanda del gas natural llegó a ser del 30% de la demanda mexicana total de energía y al paso de los años ha venido disminuyendo gradualmente su grado de importancia hasta el punto de llegar a constituir 22% del total de la demanda en 1975. El cuadro muestra cómo la casi totalidad de la disminución de la demanda de gas fue compensada con petróleo, cuyo uso creció durante los mismos diez años del periodo en referencia, del 54% al 60% de la demanda total de energéticos en México.

La razón principal para ese trastocamiento en el uso de los energéticos, durante el referido periodo, fue la de una amplia certidumbre y disponibilidad de la oferta. La producción mexicana de gas ha crecido, pero lentamente y con muchos altibajos; (de hecho en 1971 la producción bajó y tuvieron que pasar dos años antes de que volvieran a alcanzarse los niveles de producción de 1970). La mayoría del gas producido en México está asociado con petróleo. Debido a que las tasas de concentración del gas respecto al petróleo son diferentes, no sólo en cada pozo petrolero sino también durante el curso de la vida útil del pozo, los niveles de producción eran inciertos. Adicionalmente, la distribución del gas, que incluye plantas procesadoras, tanques de almacenamiento, facilidades de transportación, instalaciones para uso final, es una actividad del tipo capital intensivo. La incertidumbre en torno a las cantidades de producción, en cuanto a volúmenes predecibles, y el de inversión de capital desalentaron a PEMEX (debido a su escasez de capital) en la utilización plena de sus disponibilidades de gas. El desperdicio (quemado o liberación) del gas asociado fue el resultado en las regiones productoras del sur.

Por otra parte, la producción petrolera ha crecido lenta pero consistentemente con incrementos anuales en el referido periodo de 1965 a 1975. Más importante aún es el hecho de que cualquier caída en la oferta de petróleo puede ser abatida mediante importaciones, lo que difícilmente podría hacerse en una caída en la oferta de gas. El gas en estado natural sólo podría ser importado desde Estados Unidos, pero este país experimentó sólo un pequeño crecimiento en su producción durante el inicio de los años 70, empezando inclusive a declinar a partir de 1973. La importación de gas líquido natural no era realista sino a comienzos de los años 70, y aun en todo caso hubiese sido muchísimo más riesgosa y costosa que la importación del petróleo.

En 1975 la producción mexicana de gas fue de 790 miles de millones de pies cúbicos (bcf). De ese total, 247 miles de millones de pies cúbicos

(el 45%) fue usado por el sector industrial, particularmente en las siguientes industrias: acero, químicos, cemento, vidrio, minero y minerales, PEMEX usó 195 miles de millones de pies cúbicos (36%) y plantas generadoras de energía eléctrica 84 miles de millones de pies cúbicos (15%). Los sectores comerciales y residenciales utilizaron el resto, 14 miles de millones de pies cúbicos (4%). Sin embargo, una mayor parte, 250 miles de millones de pies cúbicos, se desperdiciaron en el proceso de distribución o fueron quemados.

La demanda futura de gas en México es difícil de predecir, principalmente porque el gobierno se encuentra en una fase de transición hacia una mayor dependencia en el uso de gas natural. El factor principal que motiva esta tendencia hacia una nueva política sobre el uso del gas natural, es que las regiones prolíficas productoras de petróleo tienen una larga concentración de gas natural asociado, el cual tendría que ser producido si es que México desea alcanzar la proyectada producción de petróleo. México tiene cuatro alternativas en cuanto a la oferta de gas: (1) cortar o reducir los niveles proyectados de producción petrolera que es una medida poco probable a corto plazo (1982) debido a que México necesita los ingresos petroleros; a largo plazo (1983-1988) disminuir la producción de petróleo para reducir los desperdicios de gas es una posibilidad real; (2) consumirlo internamente; (3) quemarlo, lo que sería otra alternativa improbable ya que son miles de millones de pies cúbicos los que están en juego y México ha anunciado una estricta política de conservación de sus recursos energéticos y, (4) exportarlo.

Inicialmente en 1976 México tomó la decisión de continuar su plan de desarrollo interno a base de petróleo y de exportar el excedente de gas asociado a los Estados Unidos. En el logro de este propósito anunció que construiría un gasoducto de 48 pulgadas de ancho a lo largo de 847 millas entre Cactus y Reynosa, punto que queda a sólo 100 millas de McAllen, Texas, donde ya existía un sistema de transportación de gas al resto de los Estados Unidos. El plan permitiría la entrega inicial a Estados Unidos de 800 millones de pies cúbicos diarios que se iría incrementando hasta llegar a 2 mil millones de pies cúbicos diarios después de instalar facilidades físicas de procesamiento y de la instalación de compresores. El 3 de agosto de 1977, seis compañías norteamericanas, la Tenneco, Texas Eastern Transmission, El Paso Southern Natural Gas, Florida Gas Transmission y Transcontinental Gas Pipeline, acordaron con representantes de PEMEX, firmar una Carta de Intención sobre tal proyecto. En el otoño de 1977, funcionarios del gobierno de los Estados Unidos expresaron reservas sobre el precio del gas mexicano, contemplado en la Carta de Inten-

Gas natural	134.9	154.6	174.4	208.0	228.2	237.9	243.8	257.4	268.0	247.0
Carbón	40.2	41.8	45.2	50.3	57.7	68.3	72.5	80.4	100.9	101.9
Electricidad	23.9	25.9	29.7	33.5	42.5	45.1	49.6	54.1	56.0	61.4
Total	338.7	378.9	412.2	424.1	488.4	523.9	542.2	571.6	649.5	673.8
Total de energéticos:										
Gas licuado	68.3	70.8	76.3	80.6	86.0	88.6	106.1	103.1	112.9	120.6
Gasolina combustible para aviación ¹	185.0	203.4	224.7	239.8	258.5	278.0	297.1	320.6	357.1	378.0
Kerosene	11.8	12.8	15.1	17.5	20.1	22.0	26.3	29.8	30.3	38.2
Diesel	63.8	65.2	65.2	66.3	64.9	64.6	62.7	64.4	66.0	69.1
Petróleo combustible (fuel oil)	116.7	129.2	139.0	155.6	174.2	189.5	218.9	249.3	291.0	346.2
Asfalto	100.5	171.4	191.9	193.6	214.9	233.0	275.4	308.2	315.8	374.5
Lubrificantes	18.2	21.0	22.1	20.8	20.5	22.3	25.2	29.3	31.8	32.9
Grasas	9.4	10.1	11.4	11.7	12.6	13.2	14.0	14.5	17.4	17.2
Ceras	.4	.3	.5	.5	.4	.4	.4	.5	.6	.5
	3.4	3.2	3.6	3.4	4.0	3.9	3.9	4.2	4.8	4.7
Total	634.3	687.4	749.8	794.8	854.4	912.9	988.0	1 091.3	1 170.5	1 430.0
Gas natural ²	351.3	366.2	413.5	406.6	389.4	413.5	434.6	459.9	498.0	539.8
Carbón	40.4	42.0	47.0	52.1	52.9	60.6	70.5	75.5	83.2	103.8
Hidroeléctricos	86.4	99.5	100.5	124.1	133.0	148.0	142.7	152.4	160.8	150.1
Geotérmicos nucleares									1.8	4.4
Total de energía primaria	1 112.4	1 185.1	1 313.8	1 377.5	1 429.7	1 535.0	1 635.8	1 779.1	1 914.3	2 096.2
Electricidad	41.6	45.3	51.9	57.9	65.9	74.1	80.9	90.1	99.1	100.7
Total de energía	1 154.0	1 240.4	1 310.7	1 435.5	1 495.6	1 609.1	1 716.7	1 859.2	2 013.4	2 205.9

¹ Incluye gasolina de avión y combustible para aviones jet.

² La serie histórica de los datos contienen el gas usado para reinyección en los campos petroleros; los datos proyectados contienen 14 Bcf para uso de reinyección anual.

Nota: Puede no estar incluido el consumo de combustibles por parte de las refinerías; si así fuera el consumo anual por tal rubro sería aproximadamente un 10% más de lo calculado:

FUENTE DE DATOS: Energéticos, vols. I al IV, publicados por el Instituto Mexicano del Petróleo, 1975-1977.

Cuadro 4

PROYECCIONES DE LA DEMANDA DE GAS EN MÉXICO
(miles de millones de pies cúbicos)

Año	Residencial	Comercial	Industrial		Sector PEMEX		Plantas eléctricas		Total Demanda anual		Total Demanda diaria	
			Caso 1	Caso 2	Caso 1	Caso 2	Caso 1	Caso 2	Caso 1	Caso 2	Caso 1	Caso 2
			1975	11	4	247	247	195	195	84	84	541
1976	12	4	266	266	211	211	35	35	528	528	1.4	1.4
1977	13	4	287	287	228	228	35	35	567	567	1.5	1.5
1978	14	5	311	311	247	247	36	36	613	613	1.7	1.7
1979	15	5	334	334	267	267	39	39	680	680	1.8	1.8
1980	16	6	361	361	289	289	36	36	708	708	1.9	1.9
1981	17	6	383	390	294	364	34	244	734	1 671	2.0	7.8
1982	19	7	407	420	299	463	42	293	774	1 142	2.1	3.1
1983	20	7	432	454	304	442	44	364	807	1 287	2.2	3.5
1984	22	8	459	480	309	481	40	400	844	1 400	2.3	3.8
1985	24	9	487	529	315	521	60	514	895	1 591	2.5	4.4
1986	26	9	517	571	320	564	66	571	988	1 741	2.5	4.8
1987	28	10	550	615	325	609	74	623	987	1 885	2.7	5.2
1988	31	11	584	662	337	659	82	669	1 045	2 032	2.9	5.6

FUENTE: Instituto Mexicano del Petróleo y CRS.

Cuadro 3

CONSUMO ENERGÉTICO EN MÉXICO DE 1965 A 1975
(trillones de BTUs)

	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
Residencial:											
Gas licuado	26.4	29.8	36.6	39.1	43.8	46.9	51.2	65.8	63.7	69.4	74.7
Kerosene	30.2	30.0	29.9	29.7	29.4	29.3	29.1	28.9	29.8	29.3	31.7
Gas natural	4.7	5.4	5.6	6.7	7.2	8.3	8.3	9.2	10.4	9.6	10.6
Electricidad	7.2	7.8	8.9	9.9	11.3	12.6	14.3	16.0	18.1	19.8	21.8
Total	68.5	73.0	81.0	85.4	91.7	97.0	102.9	119.9	122.0	128.1	138.8
Comercial:											
Gas licuado	5.3	5.6	5.7	6.8	7.0	9.3	8.3	10.2	8.6	12.5	13.5
Gasolina	.5	.5	.6	.5	.5	.6	.6	.6	.7	.7	.7
Kerosene	10.1	11.6	11.7	12.7	11.4	10.7	10.4	10.1	9.9	11.7	12.1
Diesel	3.5	3.8	4.1	4.5	5.1	5.5	5.8	6.4	6.7	7.8	8.5
Combustible petrolero	1.7	1.8	1.9	2.0	2.3	2.5	2.9	3.3	2.6	3.3	3.6
Gas natural	1.5	1.8	1.9	2.3	2.4	2.7	2.8	3.1	3.6	3.6	3.6
Electricidad	5.5	5.8	5.8	7.5	8.5	9.6	10.6	11.6	13.0	14.7	16.0
Total	20.6	30.9	32.6	36.3	37.2	40.9	41.4	45.3	45.1	54.3	58.0
Agrícola:											
Kerosene	0.9	0.7	0.5	0.6	0.8	0.6	0.3	0.5	0.3	0.9	0.8
Diesel	16.4	17.0	19.7	19.7	20.8	22.2	23.4	23.7	24.0	30.1	32.5
Electricidad	2.7	3.1	3.6	3.6	4.1	4.8	4.8	4.8	5.8	7.2	8.2
Total	29.0	29.8	31.9	32.9	34.7	36.6	37.5	37.7	39.1	46.2	49.5
Industrial:											
Gas licuado	9.9	14.4	14.8	14.8	15.1	13.3	12.6	12.8	14.6	16.5	16.6
Gasolina	2.3	3.2	1.7	2.8	1.6	2.3	1.9	2.0	2.2	2.2	2.2
Kerosene	12.5	13.0	13.2	13.2	13.3	13.8	13.9	14.1	14.2	14.8	15.1
Diesel	16.3	17.9	10.8	19.1	171.4	16.0	17.9	16.0	17.0	18.1	19.3
Petroleo combustible (fuel oil)	99.7	100.1	112.4	109.0	119.3	114.6	126.3	131.4	131.7	171.0	207.3

sión. El precio, para los seis años de duración del contrato, fue fijado sobre una base de conversión a BTU, al precio de entrega prevaleciente en el puerto de Nueva York para el fuel oil No. 2. Esto significaba 2.60 por millones de pies cúbicos de gas en el momento de la firma de la Carta de Intensión. Los funcionarios gubernamentales norteamericanos temieron que ello provocaría automáticamente un incremento en los precios de importación de gas canadiense y que podía comprometer y arriesgar la política que sobre el gas natural estaba pendiente de legislación, así como acercar los índices de precios del gas a los incrementos de la OPEP en materia de petróleo. Confrontado con la intransigencia del gobierno norteamericano sobre el precio, PEMEX dejó que la Carta de Intensión expirara el 31 de diciembre de 1977 sin convenir formalmente ningún arreglo sobre el proyecto.

DEMANDA POTENCIAL DE GAS EN MÉXICO

A raíz de su experiencia en el acuerdo del gas antes referido, México ha afrontado la posibilidad real de no exportar el gas y tener que consumirlo internamente. No obstante en orden de determinar la demanda futura de gas, a nivel interno, es preciso considerar dos casos o alternativas extremas: (1) el caso en el cual México exporta el gas; que es la política planeada hasta diciembre de 1977 y (2) el caso en que no exporta su gas y lo utiliza para satisfacer al máximo necesidades energéticas internas a base de gas y exporta el petróleo que se ahorra en el proceso.

Para determinar la factibilidad del caso en que México no exporta su gas, CRS examinó el potencial de sustitución de la demanda del gas y otras fuentes energéticas. Y encontró que el gas podría sustituir principalmente al petróleo combustible y en menor grado al diesel y al gas licuado del petróleo. La sustitución podría darse en las plantas generadoras de energía eléctrica (sector controlado por el Gobierno), en industrias, en refinerías de PEMEX, plantas petroquímicas y en sistemas de distribución (como elemento de comprensión y bombeo). La pequeña distribución local y la falta de aparatos que funcionen a base de gas en el sector residencial y comercial, limitaría una política de sustitución. Como resultado, la sustitución sería concentrada en regiones industriales como Monterrey, D.F., y áreas productoras de petróleo. Las proyecciones de CRS para la demanda interna de gas en México en el periodo 1975-1988 está resumida en el siguiente cuadro.

Caso 1. El Gas se exporta

La demanda de gas para el sector residencial y comercial, se supone que creció en el periodo 1965-1975 a una tasa histórica de 8.5% y 9.1% al año respectivamente.

El uso del gas en los mercados industriales se asume que ha crecido a una tasa anual de 7.8% y esto seguirá hasta 1980, según la predicción del Instituto Mexicano del Petróleo.⁴ Después, esfuerzos conscientes del gobierno para disminuir el uso del gas internamente a fin de dejarlo libre para exportación, se supone que resultará en un regreso a los niveles de demanda no mayores a las tendencias de consumo de 6.2% anual establecida para el resto del periodo estudiado.

Asimismo el uso del gas en el sector petrolero (PEMEX) está proyectado para crecer a las tasas de 8.2% previstas por el Instituto Mexicano del Petróleo hasta 1980, cuando el gobierno haga un esfuerzo por restringir el uso de gas y PEMEX regrese a un uso más limitado del mismo, acercándose gradualmente al nivel histórico de 1.7%. El sector de las plantas productoras de energía eléctrica, basado en las previsiones del IMP, muestra un uso restringido de uso de gas en la generación de electricidad, creciendo muy lentamente.⁵

Caso 2. No se exporta el gas

Se prevé que el sector industrial crezca a 7.8% anualmente, según las predicciones del IMP. Pero CRS espera que esta tasa se mantenga hasta 1988 en un ambiente en el que el Gobierno de México estaría fomentando el uso interno del gas. Una política de tal tipo podría ser la de ofrecer precios bajos a los industriales que usen gas o bien ofrecer créditos fiscales a las industrias localizadas en las cercanías del gasoducto. El uso energético en PEMEX se estima crecerá a una tasa de 8.2% anualmente, según la estimación del IMP. En adición, el CRS estima que en caso de que el gas no se exporte, PEMEX pasará durante los años de 1979 a 1984 una fase de conversión en la cual cambiará sus instalaciones para uso de petróleo a gas. Este programa de conversión resultará en una tasa del 15% de sustitución de petróleo por gas.⁶

⁴ *Energéticos*. The Mexican Petroleum Institute. Vol. II, 1976, p. 172 y 174.

⁵ *Ibid.*, vol. IV, 1977, p. 107.

⁶ *Ibid.*

EL BALANCE DE LA OFERTA Y LA DEMANDA:
CON EXPORTACIÓN DEL GAS

Las proyecciones del CRS para la producción de gas, demanda y potencial exportador, bajo el supuesto de que el gas se exporte, se encuentran resumidas en el cuadro 5. La producción de gas está dividida en dos tipos: gas "no-asociado" producido en yacimientos que sólo contienen gas y gas "asociado" producido en yacimientos que contienen petróleo y gas. La producción actual de gas no asociado es de .8 miles de millones de pies cúbicos diarios. CRS estima que este nivel se mantendrá constantemente hasta 1988, aun cuando México podría incrementar su producción más allá de este nivel. México debe encontrar primero un uso rentable de sus grandes cantidades de gas asociado con petróleo en las regiones productoras del sur, antes de incrementar su producción de gas no asociado. El estudio del CRS estima que la producción de gas asociado depende fundamentalmente de la veracidad de las estimaciones de producción de petróleo, discutido al principio, y por la relación petróleo/gas, que actualmente es de 1 200 pies cúbicos por barril de petróleo producido. CRS cree que la tasa de relación petróleo/gas se mantendrá a 1 200 pies cúbicos por barril de petróleo hasta 1980 y gradualmente irá creciendo a 2 000 pies cúbicos por barril de petróleo para 1988, cuando entren en producción campos con una alta tasa de relación petróleo/gas y los yacimientos ya maduros en su desarrollo produzcan generalmente más gas con el petróleo.

Después de obtener una estimación de producción bruta total, se le resta las pérdidas debidas a fugas, extracción y reinyección para obtener así una estimación del gas neto disponible. La demanda doméstica de gas, para el caso de que el gas se exporte, es entonces restada para obtener una estimación del gas exportable. Cuando las exportaciones de gas lleguen de 2.0 a 2.5 miles de millones de pies cúbicos diarios, México tendrá que incrementar la capacidad del gasoducto en la región del sur, para acomodar mayores exportaciones de gas.

BALANCE DE LA OFERTA Y DEMANDA DEL GAS:
SIN SU EXPORTACIÓN

Las proyecciones del CRS para la producción, demanda y potencial exportable de gas, bajo el supuesto de que México no exportaría su gas, se encuentran resumidas en el cuadro 6. La variable crítica en ese supuesto es la capacidad de México para sustituir el uso del petróleo por gas. CRS asume que México en su propósito de conservar sus recursos, producirá tanto gas como pueda consumirlo, y conforme este criterio, no quemará, o liberará sus excedentes de gas. En vista de que mucho del gas

Cuadro 6

PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN, DEMANDA Y EXPORTACIONES POTENCIALES DE GAS MEXICANO
CASO 2: EL GAS NO SE EXPORTA

(miles de millones de pies cúbicos)

Año	Producción crudos m.b.d.	Tasa de producción de gas en relación a petróleo (pies cub. por barril)	Producción gas asociado	Produc- ción gas no asociado	Produc- ción total bruta	Usado en rein- yección	Pérdidas por extrac- ción 8%	Gas neto disponible	Demanda interna	Gas exportable
1978	1.4	1 200	1.7	0.8	2.5	0.6	0.2	1.7	1.7	—
1979	1.8	1 200	2.2	.5	2.7	.2	.2	2.3	2.3	—
1980	2.2	1 200	2.6	.4	3.0	.2	.2	2.6	2.6	—
1981	2.3	1 300	3.0	.3	3.3	.2	.3	2.8	2.8	—
1982	2.4	1 400	3.4	.3	3.7	.3	.3	3.1	3.1	—
1983	2.5	1 500	3.8	.3	4.1	.3	.3	3.5	3.5	—
1984	2.6	1 600	4.2	.4	4.6	.4	.4	3.8	3.6	—
1985	2.7	1 700	4.6	.6	5.2	.4	.4	4.4	4.4	—
1986	2.8	1 800	5.0	.7	5.7	.4	.5	4.8	4.8	—
1987	2.9	1 900	5.5	.8	6.3	.6	.5	5.2	5.2	—
1988	3.0	2 000	6.0	.8	6.8	.7	.5	5.6	5.6	—

asociado se produce con el petróleo, México disminuirá su producción de petróleo para evitar el desperdicio de gas puesto que en algunos años más México no estará en capacidad de consumir todo el gas que podría ser producido. En el caso de que México no exportara su gas, CRS cree que México tendría que cortar sus proyecciones de producción de petróleo para 1988 de 3.8 a 3.0 millones de barriles diarios, para evitar un exceso en la oferta de gas. Aún así una producción de 3.0 millones de barriles diarios para 1988, significa que entre 1978 y 1986 una parte de la capacidad productiva de gas no asociado de los pozos, tendrá probablemente que ser cancelada con el objeto de mantener al mínimo el exceso de la oferta.

EL IMPACTO DEL GAS Y EL PETRÓLEO MEXICANO EN LA POLÍTICA ENERGÉTICA DE ESTADOS UNIDOS

Para 1947 los Estados Unidos eran exportadores netos de petróleo. Desde finales de los años 60s, sin embargo, la demanda interna ha crecido mucho más rápidamente que la producción nacional. En consecuencia, los Estados Unidos importan ahora casi la mitad del petróleo que utiliza.

La demanda interna de gas ha crecido también rápidamente en los pasados veinte años. Debido a su bajo precio y su alta calidad se convirtió en el combustible elegido y su demanda rápidamente rebasó la oferta existente. Salvo importaciones de gas canadiense y algo de gas natural líquido de Argelia, virtualmente no se importó gas. Cuando la producción doméstica de gas comenzó a caer en 1973 la demanda se mantuvo alta lo que resultó en severos y amplios períodos de escasez, produciendo considerablemente dislocación en la economía nacional. Desde entonces la producción de gas ha caído a los niveles existentes en 1968. En gran medida la escasez de gas fue afrontada con importaciones de petróleo. El crecimiento dramático de las importaciones estimuló nuevos intereses en expandir la producción doméstica de petróleo e incrementar el uso de combustibles alternativos: carbón, hidro y geo térmicos y fuentes nucleares de energía. Si los intentos por producir internamente energía resultan menores que la demanda, como se espera sea el caso en lo que resta de este siglo, aún será necesario importar petróleo y quizá en volúmenes mayores. Una parte del gas y del petróleo que será necesario para Estados Unidos podría venir de México, país que tiene un excedente exportable importante en ambos productos.

La cantidad de importaciones que los Estados Unidos requerirán hasta 1988 ha estado sujeta a una serie de estudios. Uno de esos estudios, elaborado por el CRS, estimó que las importaciones de petróleo, tanto crudo como productos derivados, pasarían de 7.2 millones de barriles diarios en

1976 a 10 millones de barriles diarios en 1980; a 11.8 millones de barriles diarios en 1985 y a 12.5 millones de barriles diarios en 1988. El programa de almacenamiento estratégico agregaría .4 millones de barriles diarios en 1980 y .3 millones de barriles diarios en 1985. Las importaciones de gas natural se espera que crezcan de .9 miles de millones de pies cúbicos en 1976 a 1.5 miles de millones en 1980, 2.1 miles de millones en 1985 y 2.3 miles de millones para 1988.⁷

IMPACTO DEL PETRÓLEO MEXICANO EN LA POLÍTICA ENERGÉTICA DE ESTADOS UNIDOS

El que México exporte petróleo en grandes cantidades tendrá su impacto en la política energética norteamericana. La explotación de grandes cantidades de buen petróleo a tan corta distancia de las grandes refinerías de los Estados Unidos, afecta ciertamente no sólo las decisiones referentes a las importaciones sino también a la producción interna en los Estados Unidos. Es de importancia el que Estados Unidos reconcilie o equilibre las importaciones crecientes de petróleo mexicano con la política existente de proteger las ventas del crudo de Alaska en los mercados de las refinerías del Golfo. Este es uno de los asuntos que más preocupan a los productores de Alaska, ya que no tienen opción para exportar y necesitan las ventas en las Costas del Golfo para mantener sus niveles de producción. Las perspectivas para la posible venta de petróleo mexicano en la costa occidental de Estados Unidos podrían agravar las condiciones, ya que en esa zona hay excedentes de oferta.

Las refinerías americanas del Golfo procesan poco más de un millón de barriles diarios de petróleo crudo con gran contenido de azufre. Tanto México como Alaska quieren penetrar en ese mercado. El grado de aceptación de ambos petróleos dependerá de varios factores, incluyendo precios, calidad y seguridad en el suministro. El cuadro 7 muestra los valores relativos de refinamiento de ambos petróleos.

Los precios proyectados de los ligeros de Arabia Saudita, del mexicano de Reforma, y del North Slope de Alaska, para entregar a las refinerías de los Estados Unidos en las Costas del Golfo, aparecen en el cuadro 8. Los precios del petróleo mexicano de Reforma y del alaskense de North Slope, aparecen con y sin descuento. Ambos están a la fecha sujetos a descuento. México hace descuento hasta el punto necesario para ganar posición en el mercado. El ligero de Arabia está siendo desplazado en ese mercado en la

⁷ CRS Report Project Interdependence: US and World of Energy Outlook Through 1990. Noviembre 1977, p. 4.

Cuadro 7

COSTOS DE REFINAMIENTO DE CRUDOS EN LAS REFINERÍAS DEL GOLFO

<i>Crudos</i>	<i>Valor de refinamiento por barril en Dls. 1977</i>	<i>Valor en relación al crudo mexicano de reforma (Dls. de 1977)</i>	<i>Api Gravity</i>	<i>Contenido de azufre en porcentaje</i>
Alaska (North Slope)	\$15.47	(\$0.38)	27.5	0.96
Livianos árabes	15.79	(.06)	34.5	1.80
Mexicano de Reforma	15.85	—	33.3	1.51

medida de la existencia de petróleo mexicano en plaza, lo mismo está pasando con el petróleo alaskense que se ve obligado a descontar.

Si el oleoducto PACTEX (con capacidad para mover 500 000 b/d de crudo de Alaska, de Long Beach, California, a Midland, Texas) se construyera daría a los productores de Alaska una mejor posición competitiva, ya que tendrían fuertes ahorros en la transportación, al no ser necesario seguir la ruta actual que da la vuelta por el Canal de Panamá para llegar a las Costas americanas del Golfo. Debido a que la Standar Oil de Ohio (SOHIO) el más grande productor de Alaska, tiene considerables inversiones en PACTEX y que por ley está prohibido exportar el crudo alaskense, estaría en disposición de hacer descuentos a su petróleo a los niveles que fuesen necesarios para hacerlo competitivo con el mexicano en los mercados de las refinerías del Golfo. México cuenta con mercados alternativos, y como resultado puede esperarse que mantenga esos descuentos sólo hasta el punto en que sean

Cuadro 8

CRUDOS ENVIADOS A LAS COSTAS NORTEAMERICANAS DEL GOLFO
(en miles de millones de dólares de 1977)

<i>Año</i>	<i>Livianos árabes</i>	<i>Mexicano de Reforma</i>		<i>Alaska de North Slope</i>	
		<i>sin descuento</i>	<i>con descuento</i>	<i>sin descuento</i>	<i>con descuento</i>
1978	13.75	13.81	13.23-13.52	13.43	12.85-13.14
1980	13.19	13.25	12.88-13.07	12.87	12.50-12.69
1985	15.49	15.55	14.27-14.91	15.17	13.89-14.53
1988	16.35	16.41	15.03-15.72	16.03	14.65-15.34

FUENTE: Mario Cardullo, Impact of Mexican Crude Oil Exportation on US Gulf Coast Refineries and Alaskan North Slope Crude Oil. Department of Energy, 31 de agosto, 1978.

iguales los costos de transporte a los mercados alternativos. Así, el precio del petróleo mexicano bajaría lo suficiente para afectar al petróleo de Arabia, pero no tanto como para afectar en gran escala al petróleo de Alaska.

EL IMPACTO DEL GAS MEXICANO EN LA POLÍTICA ENERGÉTICA DE ESTADOS UNIDOS

Para evaluar el impacto del gas mexicano en la política energética de Estados Unidos, éste debe verse en el contexto de la oferta futura de gas suplementario, la que aumentará dada la decreciente producción interna prevista para los años 80s en Estados Unidos. Los más importantes tipos de gas suplementario son los siguientes: (1) gas importado del Canadá (2) gas natural sintético (3) gas importado de México (4) gas de Alaska (5) gas derivado del carbón.

Estados Unidos acomodará su demanda para esos tipos de gas en base a múltiples factores.⁸ Tres de los más importantes serán, la oferta potencial de cada tipo, su precio y cómo ese precio será integrado dentro de las estructuras reguladoras existentes en Estados Unidos.

La oferta potencial de gas suplementario durante el periodo 1978-1988 es estimada por el Comité de Suministro de Gas de Asociación Americana del Gas (AGA).⁹ Las estimaciones se dan en el cuadro siguiente.

Cuadro 9

CONTRIBUCIONES PROBABLES DE LAS DIFERENTES FUENTES SUPLEMENTARIAS DE GAS PARA LOS ESTADOS UNIDOS (trillones de pies cúbicos)

<i>Fuente</i>	<i>1977 actual</i>	<i>1980</i>	<i>1985</i>	<i>1988</i>
Importaciones del gas canadiense	1.0	1.4	1.4	1.2
Gas sintético	.3	.5	.9	.9
Importaciones de gas licuado	.01	.6	1.6	2.1
Importaciones de gas mexicano		.4	.7	(1.5)
Gas de Alaska:				
Región del Sur			.1	.2
North Slope			.7	1.3
Gas derivado del carbón			.2	.8

⁸ Véase SRC, *Supplemental Gas Source Factors and Policy*. Issues, junio de 1978, p. 25.

⁹ American Gas Association. "Forecast of Supplemental Gas Supplies". *Gas Supply Review*, mayo 1978, vol. 6, núm. 8, pp. 10-11.

Nótese, que el CRS cree que el potencial exportador del gas mexicano es significativamente mayor (1.5 miles de millones) que el estimado por la AGA (.9 miles de millones).

Varios proyectos que involucran fuentes de gas suplementario se encuentran en base de planeamiento o construcción y por lo tanto sólo se tienen estimaciones de cuál será su costo para 1985, cuando la mayoría de esos proyectos estén terminados. Estimaciones de precio del gas suplementario para 1985 son dados por el CRS en el cuadro siguiente.

Cuadro 10

PRECIOS DEL GAS SUPLEMENTARIO PARA 1985
(en dólares de 1985)

	<i>Gas mexicano</i>	<i>Gas canadiense</i>	<i>Gas sintético (carbón)</i>	<i>Gas sintético (petróleo)</i>	<i>Gas de Alaska</i>	<i>Gas licuado</i>
1985	\$4.88	\$3.56-\$4.88	\$7.32-\$8.04	\$5-\$6.75	\$5.81-\$6.11	\$5.15

La estimación de PEMEX está basada en gas mexicano a precio ajustado al precio del petróleo combustible No. 2 en el puerto de Nueva York. El precio de exportación del gas natural canadiense es determinado generalmente por los precios de energéticos competitivos en mercado de las plazas donde el gas será vendido. El precio de 1977 que andaba por los \$2.16 fue originalmente basado en las Costas del crudo ligero de Arabia importado en el Este de Canadá, pero reflejó también el precio tope de 2.25 fijado para las ventas de gas durante la emergencia del último invierno en Estados Unidos así como el costo del gas licuado fijado por Estados Unidos.

El Natural Gas Policy Act de 1978 contribuirá en la fijación futura del precio canadiense. Aunque hay cerca de 29 categorías de gas, cada una con diferentes mecanismos de precio, parece que \$2.00 por millar de pies cúbicos (MPC) es un precio razonable para el nuevo gas que entrará a los mercados en 1979. Aplicando la fórmula para las alzas de precios, como sigue: el deflacionador del PNB + .2% + 3.5% hasta el 20 de abril de 1981, cambiándose al deflacionador del PNB + .2% + 4.0% en 1985, uno puede asumir que el precio en la fuente del nuevo gas norteamericano se acercará a \$3.56 MPC en 1985, suponiendo un 6% de inflación. Como resultado, el precio del gas canadiense probablemente será no menor que el precio del nuevo

gas americano y probablemente no mayor que el precio proyectado para el gas mexicano.

El precio estimado del gas licuado está basado en el "viejo" costo formulado por el Department of Energy's Economic Regulatory Administration (ERA). Recientemente, sin embargo, hubo una nueva fórmula aprobada por ERA en el Proyecto Indonesio de gas licuado.¹⁰

La nueva fórmula de precio permitiría incrementos anuales sobre el precio base de \$1.25 por millón BTU's vinculando la mitad al índice de precio de mayoreo de Estados Unidos y la otra mitad a los \$3.59 MPC (después de embarque y regasificación). Si las tendencias inflacionarias actuales continúan el gas licuado de Indonesia terminará costando más de \$5.15 en 1985. El impacto inmediato que sobre el consumidor tienen los precios altos, no sólo del gas licuado sino de cualquier otro gas suplementario, puede variar dependiendo de la política de precios aplicada según sea el usuario final.

Hay dos alternativas de precio según sea el usuario final del producto. La primera es la conocida como "rolled-in" en la cual el precio del gas suplementario se promediaría con los precios de la oferta de gas más barato en el mercado lo que resulta en un precio de gas más alto para todos los consumidores en el sistema pero más bajo que los costos del gas suplementario.

La otra denominada "incremental" en la cual el usuario final pagaría todo el precio de entrega de ese gas y el usuario de gas no suplementario continuaría pagando el precio más bajo del gas existente. Aquellos usuarios que consuman de ambos gases tendrán cargos adicionales de precio conforme el porcentaje que usen de cada uno.

El Natural Gas Policy Act de 1978 manda que el precio en la fuente más los costos de transportación del gas natural de Alaska sea "rolled in". El precio de los otros gases suplementarios serán probablemente fijados incrementalmente, pero el costo del gas para el usuario depende de la prioridad del usuario que está consumiendo el gas. Como una regla general la citada acta requiere que el usuario de menor prioridad, como es el industrial, pague el precio incremental mientras el usuario de mayor prioridad, como es el de comercio y residencial, continúe pagando el precio más barato.

En suma, el gas suplementario mexicano y canadiense aparecen como las fuentes más baratas para los Estados Unidos, pero no lo sería para el consumidor final del gas, si todas las fuentes de gas suplementario no son tratadas similarmente en el esquema regulador de precios.

¹⁰ *The Energy Dully*, octubre 5, 1978, p. 4.